



**CONCESSION
DE DISTRIBUTION PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE TAHITI NORD**

**CONCLUE ENTRE
LA POLYNESIE FRANCAISE
ET
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2024

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - PRESENTATION	6
1.1 - Le système électrique polynésien	7
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	11
2- OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	20
2.1 - Mode de détermination des tarifs	21
2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2024	21
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	22
2.4 - Autres produits d'exploitation	23
2.5 - Statistiques de ventes	23
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord	26
2.7 - Gestion des impayés	27
2.8 - Services offerts à la clientèle	28
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	32
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	34
3.1 - Production	35
3.2 - Qualité de la fourniture	36
3.3 - Réseau de distribution	40
3.4 - Transition énergétique	47
3.5 - Le Service Gestion des énergies	51
3.6 - Achat d'énergie solaire en kWh par tarif	53
3.7 - Raccordement solaire	53
3.8 - Travaux significatifs et faits marquants	54
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	62
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	63
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	70
4.3 - Comptes de la concession	76
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés	86
4.5 - Annexes	91
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	96
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	97
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	99
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	101
5.4 - Dépenses de renouvellement	101
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	105
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	111
5.7 - Indemnités de fin de concession	111
5.8 - Plan de Renouvellement	113
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC	115

0 - FAITS MARQUANTS

1. Communs à toutes les concessions d'EDT

A) Evolution du périmètre d'activité :

Le 31 décembre 2023, ont pris fin les concessions de Nuku Hiva, Hiva Oa, Ua Pou et Ua Huka (cette dernière ayant été écourtée de façon anticipée). La concession qui a pris la suite au 1er janvier 2024 réunit toutes les communes des Marquises au sein de la CODIM, et a été confiée au GIE ELECTRICITE DES MARQUISES, constitué entre EDT et EDP (filiale du groupe ENGIE). La durée du contrat est fixée à 20 ans, pour un terme normal au 31 décembre 2043.

B) Dissolution d'Electra

Après des années sans activité réelle, marquées par des pertes récurrentes, la société ELECTRA a été liquidée le 11 décembre 2024. L'essentiel de ses installations photovoltaïques en activité a été cédé à EDT. Un boni de liquidation a été distribué aux actionnaires.

C) Difficultés d'approvisionnement

Les difficultés d'approvisionnement apparues avec la crise sanitaire du COVID et renforcées par la guerre d'Ukraine sont moins importantes mais persistent avec des délais et des coûts en nette augmentation.

D) Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2024 écoulée, pour un effectif global de 506 agents sur le périmètre global EDT-EDP-EDM de nos concessions de production et distribution d'électricité en Polynésie française :

- 1 accident de travail avec arrêt (hors trajet) = 56 jours d'arrêt
- 52 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)

2. Spécifiques à la concession de Tahiti Nord

A) Contentieux provision

Malgré la signature de l'avenant 18b et dès le 5 août 2020, la Polynésie adressait à son concessionnaire une nouvelle mise en demeure visant à se faire remettre une somme de 1,475 milliards de francs CFP correspondant aux reprises de provisions et d'amortissement comptabilisées en 2015 dans le cadre de la mise en œuvre de l'avenant 17 de décembre 2015 ou plus précisément de l'approche par composants des réseaux de distribution de Tahiti Nord organisée par cet avenant.

Cette mise en demeure a été suivie d'un recours auprès du Tribunal administratif en date du 23 décembre 2020.

Le jugement du Tribunal administratif de la Polynésie Française rendu le 24 mai 2022 a rejeté la requête de la Polynésie française. Celle-ci a toutefois interjeté appel devant la Cour Administrative d'Appel de Paris.

Cette dernière a statué en faveur du concessionnaire en fin d'année 2024. La Polynésie française s'est pourvue en cassation le 12 mars 2025 devant la 10ème Chambre du Conseil d'Etat.

Aucune provision n'est comptabilisée à ce titre.

B) Programme de renouvellement des ouvrages de production

Après plusieurs années de discussions, Concédant et concessionnaire se sont accordés sur un plan de renouvellement et de modernisation des moyens de production de l'île de Tahiti orienté en faveur de la transition énergétique.

En 2023, de nouvelles parties du plan de renouvellement de la concession de Tahiti Nord en matière de production ont pu être validées : d'une part, le rétrofit des groupes G1 à G4 P, et d'autre part le principe du démantèlement de la centrale de Vairaatoa, et de la création d'un nouveau site de production dénommé « site 3 ».

Il est d'ores et déjà prévu avec le concédant qu'un prochain avenant organise le suivi de ce plan par la mise en place d'un fonds de travaux, les sommes non consommées lui revenant le cas échéant en fin de concession.

A la date de publication du RAD, l'avenant 20 n'est pas signé.

C) 1^{ère} année de mise en service de Putu Uira

Premier volet du plan de renouvellement, cet outil de régulation permet de réduire le recours aux moyens thermiques et d'augmenter le placement des énergies renouvelables.

Pour rappel, il a été mis en service fin 2022 après obtention d'une aide provenant du régime de défiscalisation métropolitain.

Principaux indicateurs

		TAHITI NORD			
		2024		2023	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	56 817		56 300	
	BT	56 272	99,04%	55 756	99,03%
	MT	545	0,96%	544	0,97%
	Puissance souscrite au 31/12	438 980		431 681	
	BT	388 227	88,44%	382 284	88,56%
	MT	50 753	11,56%	49 397	11,44%
	Puissance maximale appelée (*)	78,67		80,51	
	Nombre de kWh vendus total	426 706 770		415 085 261	
	BT	236 513 318	55,43%	226 781 455	54,63%
	MT	190 193 452	44,57%	188 303 806	45,37%
	Chiffre d'affaires énergie	14 603 741 942		14 208 615 754	
	BT : Total	8 699 699 541	59,57%	8 350 771 556	58,77%
	BT : par client	154 601		149 774	
	BT : par kVA de puissance souscrite	22 409		21 844	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	1 838 561 055	21,13%	1 812 339 344	21,70%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	6 861 138 486	78,87%	6 538 432 212	78,30%
	MT : Total	5 900 583 427	40,40%	5 857 844 198	41,23%
	MT : par client	10 826 759		10 768 096	
	MT : par kVA de puissance souscrite	116 261		118 586	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	1 292 241 217	21,90%	1 293 144 702	22,08%
	MT : part variable en XPF et % du CA total	4 608 342 210	78,10%	4 564 699 496	77,92%
TECHNIQUES	Prix moyen de vente par kWh vendu	34,22		34,23	
	BT	36,78		36,82	
	MT	31,02		31,11	
	Rendement réseaux (s/production nette)	0,95		0,95	
	Auto consommation 2018				
	Energie achetée				
	Energie solaire kWh	23 945 527	5,35%	17 813 271	4,07%
	Energie hydroélectrique kWh	165 258 542	36,94%	130 272 304	29,73%
	Energie thermique kWh	258 135 083	57,70%	290 070 435	66,20%
	Energie totale achetée	447 339 152		438 156 010	
FINANCIERS	Temps moyen de coupure				
	global	1h03		0h22	
	origine production	0		0h04	
	origine transport	0		0	
	origine distribution	1h03		0h18	
	Patrimoine				
	Longueur du réseaux hors branchement	1 572		1 564	
	Valeur d'origine	49 181 704		47 978 593	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	18 572 322		18 668 804	
	Travaux réalisés				
	Dépenses de renouvellement	1 833 416		789 868	
	Dépenses d'améliorant	218 620		258 788	
	Indemnité de fin de concession	12 655 201		12 824 052	
	Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1)	14 262 292		15 368 023	
	Part revenant à la concession	6 390 856		5 847 972	
	Coût des énergies et du transport	7 871 436		9 520 051	
	Rémunération du concédant (avant IRCM)	438 651		447 118	
	Ecart RA - CA - péréquation de l'année	-328 262		1 155 895	

(+) => à récupérer dans les tarifs N+1

(*) La puissance maximale appelée est mesurée au niveau des départs distribution et prend en compte le rendement des réseaux

(**) La valeur nette économique des actifs gérés correspond à leur valeur d'origine diminuée d'un amortissement linéaire en fonction de leur durée de vie. Elle est indépendante des modalités de financement et des clauses contractuelles.

1 - PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

- Le système électrique de l'ensemble des archipels
- Le système électrique sur l'île de Tahiti
 - Production thermique, hydraulique, solaire,
 - Transport
 - Distribution

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation du groupe
- Le groupe en Polynésie
- Les moyens affectés à la concession

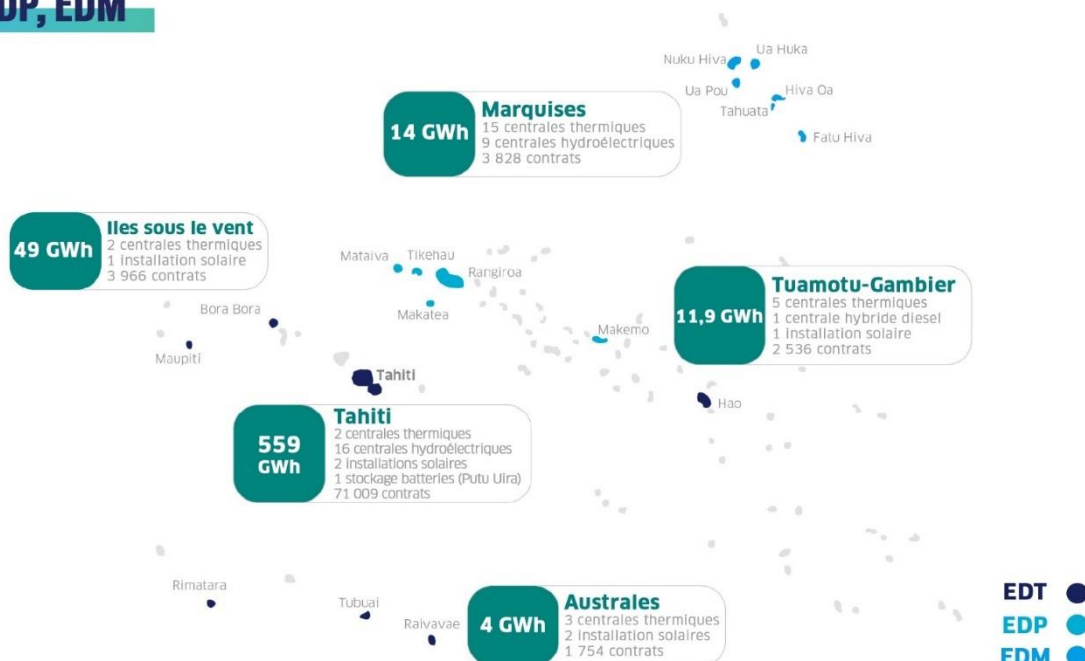
1.3 - Le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
 - Les autres contrats
- Cf. paragraphe :
6– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE
PUBLIC

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EDT, EDP, EDM



Production brute d'électricité en GWh

Chiffres au 31/12/2024

Ce système est très éclaté puisque destiné à 280.000 habitants répartis sur 76 îles (sur un total de 118) pour une superficie proche de l'Europe.

Les systèmes sont donc de très faibles puissances, sans possibilité de secours par une île voisine.

Il n'est pas comparable aux systèmes des grands continents qui sont interconnectés entre eux et bénéficient d'effets d'échelle.

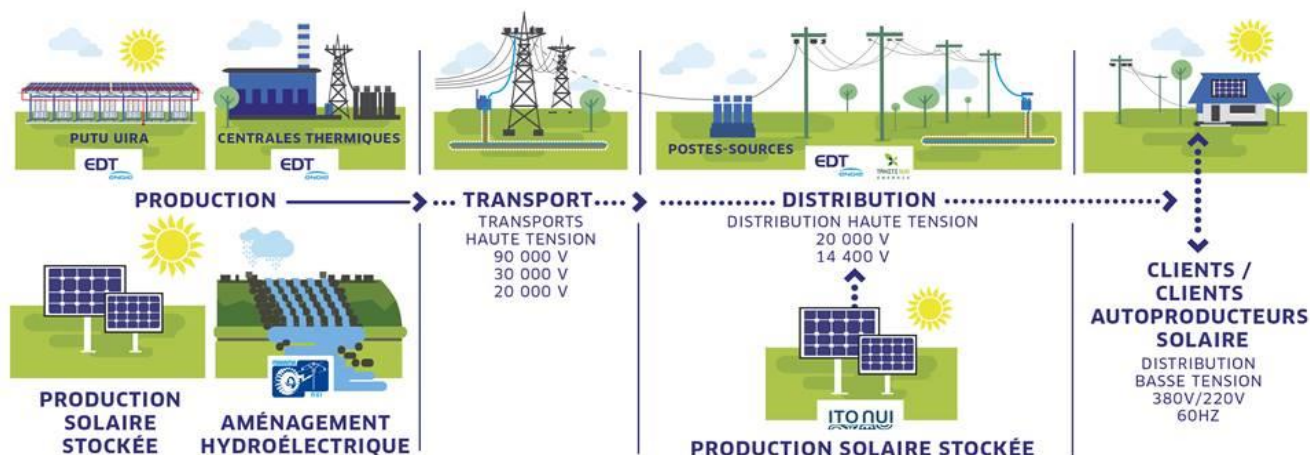
Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régions communales soit de petites installations privées.

Les concessions existantes, alliant sauf exception production et distribution, sont confiées à EDT et à ses filiales.

La production hydroélectrique, quant à elle, fait généralement l'objet de concessions ou d'autorisations de forces hydrauliques distinctes des concessions de distribution.

1.1.2 Le système électrique sur l'île de Tahiti

LE PARCOURS DE L'ÉLECTRICITÉ



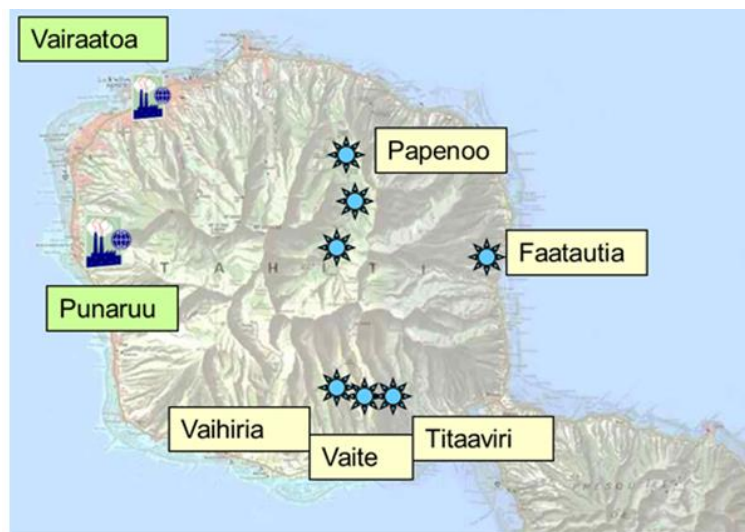
Le système comprend trois activités principales, la production d'électricité, son transport et sa distribution.

1.1.2.1 La production est composée à ce jour

- De 2 centrales thermiques assurant à la fois la garantie de puissance et l'équilibre des réseaux (Tension fréquence) (en concession EDT)
- De 18 centrales hydro-électriques (Marama Nui, CHPP & Polynésienne des Eaux)
- De 4 124 installations photovoltaïques sur l'île de Tahiti (Privés hors concession)

Centrale	Puissance		Production brute		
Punaruu	121,1	MW			
Vairaatoa (Secours)	21,6	MW			
2 centrales thermiques	142,7	MW	308,923	GWh	54,79%
Papenoo	28,4	MW			
Faatautia	7,6	MW			
Vaihiria	4,9	MW			
Vaite	2,4	MW			
Titaaviri	4,1	MW			
CHPP	0,6	MW	0,82		
SPEA	0,2	MW	0,00		
18 centrales hydroélectriques	48,2	MW	195,07	GWh	34,60%
Centrales PV avec Stockage	30,0	Mwcrète	4,064	GWh	0,72%
3710 installations photovoltaïques	49,1	Mwcrète	23,70	GWh	4,20%
PV autoconsommé (estimé)			32	GWh	5,69%
TOTAL			563,82	GWh	100,00%
% ENR total					45,21%

Situation géographique des centrales



Centrale thermique de la Pūnaruū



Salle des machines



La production thermique est assurée par EDT au travers de son contrat de concession de Tahiti Nord.

La production hydro-électrique est assurée très majoritairement par la société Marama Nui au travers de 6 contrats de concession signés avec le territoire de la Polynésie française entre 1985 et 1995, ces contrats arrivant à échéance entre 2035 pour les plus anciens et 2050 pour les plus récents.

Ces contrats visent au financement, à la conception, à la réalisation puis à l'exploitation d'ouvrages hydrauliques dont la valeur dépasse les 20 milliards de francs.

Marama Nui est astreinte à une obligation de puissance garantie modulée envers le distributeur lequel est astreint à absorber l'hydroélectricité en priorité par rapport à l'énergie thermique. Avec la mise en service des centrales solaires avec stockage, ce contrat n'est plus nécessaire.

Les autres énergies renouvelables bénéficient aujourd'hui de la même priorité laquelle est hiérarchisée depuis l'arrêté 62 CM du 22 Janvier 2021 en fonction du prix des énergie en concurrence.

La production solaire issue de 4 124 installations bénéficie de contrats d'achats d'une durée de 25 ans (à compter de leur date de raccordement au réseau) leur garantissant une stabilité des prix.

Les enjeux à court terme de la production sont :

- En Polynésie :
Le développement d'un plan industriel de transition énergétique permettant de rester dans les meilleurs niveaux mondiaux
- Sur l'île de Tahiti :

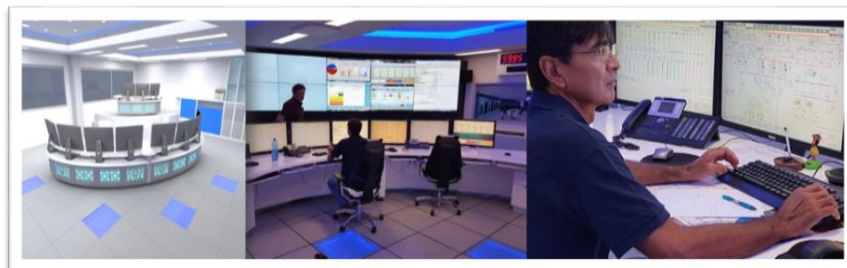
Un important programme de renouvellement de la production thermique a été validé par la Polynésie Française, visant à préparer le futur du système énergétique de Tahiti d'ici à 2030. Ce programme ambitieux a pour objectif de soutenir le développement des énergies renouvelables tout en garantissant un haut niveau de résilience du système électrique. Parmi les initiatives clés, on retrouve le Plan Punaruu 2025, qui prévoit le renouvellement des filières Punaruu avec un avancement de 60 %, ainsi que le rétrofit des groupes PC 4. En outre, le programme inclut l'évolution des moyens de production sur divers sites, le démantèlement de Vairaatoa, et le Plan Punaruu 2030, qui poursuivra le renouvellement des filières Punaruu. Ces efforts combinés permettront de moderniser l'infrastructure énergétique de Tahiti, assurant ainsi une transition vers des sources d'énergie plus durables et résilientes.

1.1.2.2 La distribution d'électricité

Sur l'île de Tahiti, la distribution d'électricité a été confiée :

- pour la partie nord, en 1960, par le gouvernement de la Polynésie à la société EDT ;
- pour la partie sud, en 2017, par le SECOSUD, à la Société TSE, filiale d'EDT.

La concession de Tahiti Nord délègue à son concessionnaire des missions de production, de distribution, de placement de l'énergie, de conduite des réseaux et de stabilité du système électrique et de gestion de clientèle, elle prend fin au 30 septembre 2030.



C'est à partir de la salle du dispatching illustrée par les photos ci-dessus que sont réalisés à ce jour :

- La gestion de l'équilibre du système électrique conformément à la convention signée avec la TEP et le Pays,
- L'assistance à la conduite du réseau de distribution,
- La remontée des incidents du réseau de distribution au chargé d'exploitation et manœuvre des organes télécommandés pour son compte,
- La conduite des centrales hydro, en dehors des heures ouvrables, pour le compte de Marama Nui.
- Le contrôle de la production solaire stockée dans le cadre de la stabilité du réseau

La concession du Secosud délègue à son concessionnaire les missions d'approvisionnement en énergie, de distribution et de gestion de clientèle, elle prend fin le 28 février 2034.

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 A propos d'ENGIE

ENGIE est un acteur majeur de la transition énergétique dont la raison d'être est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. Avec 98 000 collaborateurs présents dans 30 pays, le Groupe couvre l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie, de la production à la vente, en passant par les infrastructures. ENGIE regroupe plusieurs activités complémentaires : la production d'électricité et de gaz renouvelables, les actifs de flexibilité et notamment les batteries, les réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité, les infrastructures énergétiques locales (réseaux de chaleur et de froid) et la fourniture d'énergie aux clients particuliers, collectivités ou entreprises. Chaque année, ENGIE investit plus de 10 milliards d'euros pour faire avancer la transition énergétique et atteindre son propre objectif de net zéro carbone en 2045.

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

En Polynésie, le groupe est organisé en deux pôles : énergie et services.

Le pôle énergie est dédié aux activités de production et de distribution d'énergies majoritairement en concession.

Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, électricité, VRD, élagage, installations hydrauliques, maintenance multi technique et photovoltaïque.

Pour le pôle énergie, il réalise en sous-traitance des opérations de maintenance des moteurs dans les îles et sur Tahiti des travaux sur les réseaux.

LE GROUPE ENGIE EN POLYNÉSIE

La raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée.

En Polynésie, le Groupe ENGIE est composé :

- D'un pôle énergie : EDT, TSE, Marama Nui, EDP, EDM, ITO NUI et GIE ENGIE Polynésie
- D'un pôle services : ENGIE Services et POLYDIESEL

Il est présent sur 11 concessions.



Centre de services partagées (CSP) pour l'ensemble des entités ENGIE en Polynésie

1.2.3. Les moyens affectés à la concession

L'effectif technique à la concession du Nord est de 212 salariés composant les services suivants en 2024 :

- | | |
|----------------------------|-----------|
| • Exploitation des réseaux | 43 agents |
| • Gestion des énergies | 16 agents |
| • Exploitation thermique | 85 agents |
| • Réseau clientèle | 19 agents |
| • Technico-commercial | 49 agents |

Service Réseaux Nord

Le Service d'exploitation Réseaux Nord de Tahiti est composé de 4 cellules :

- La cellule Exploitation des Réseaux de Tahiti,
- La cellule Renouvellement Réseau,
- La cellule Maintenance,
- La cellule Eclairage Public.

Ce service, rattaché à la Direction des Opérations, compte un effectif total de 43 employés.

Ses missions :

- En tant qu'exploitant : fournir et maintenir une énergie de qualité en répondant au cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (le Pays)
- Assurer une maintenance préventive au travers d'un programme à moyen terme validé par l'autorité concédante ;
- Au regard de l'éclairage public : veiller à l'entretien et au bon fonctionnement des lampadaires en contrat avec les communes, lotissements ou opérateurs.

Service exploitation thermique

Le Service Exploitation Thermique de Tahiti situé à Punaruu, comprend quatre cellules :

- La cellule Travaux Mécaniques
- La cellule Travaux électriques
- La cellule Conduite
- La cellule Support Exploitation

et une équipe Projets de renouvellement.

Sa mission :

- Assurer l'exploitation, la conduite et la maintenance des outils de production thermique de la centrale Vairaatoa et Punaruu, ainsi que du stockage de combustible de Papati.
- Assurer la Puissance garantie de l'île de Tahiti,
- Accompagner les énergies fatales en assurant la régulation de fréquence et tension
- Etudier et réaliser le programme de renouvellement des moyens de production thermiques.

Service Gestion des énergies

Le service de Gestion des énergies gère le Dispatching et le TCE (Télécommunication et Contrôles Electriques).

Le Service Gestion des Energies est composé de 2 cellules :

- La cellule Dispatching composée de 8 techniciens
- La cellule Télécommunication et Contrôles Electriques (TCE composée de 9 techniciens

Ce service, rattaché à la Direction Des Opérations (DDO), compte un effectif total de 16 employés.

Ses missions :

- La Gestion du placement de l'énergie à Rôle de Dispatcheur
 - Placer **en priorité les énergies renouvelables**
 - Placer **l'hydroélectricité** en fonction de la demande de l'exploitant hydroélectrique, de la charge disponible et des prévisions solaires
 - Surveiller la **puissance solaire des installations PV (Stockée et fatale)** et suivre les variations
 - Orchestrer le placement des groupes thermiques qui **pilotent** le réseau (Fréquence – Tension art 8 de la concession) en fonction des priorités de placement demandées par l'exploitant thermique, de la réserve tournante hydroélectrique et des contraintes de minimum thermique.
 - Conduire le générateur virtuel Putu Uira
 - Veiller à maintenir une Réserve Tournante Globale conforme à l'arrêté 62 CM du 22 janvier 2021
 - L'ensemble des opérations étant réalisées sous le contrôle du RE (TEP)
- La maintenance, le dépannage et le contrôle de tous les éléments communicants et télécommandables des postes de distribution et du réseau à Rôle du TCE
 - Maintenance et contrôle du bon fonctionnement des protections électriques des cellules des 6 postes Tahiti Nord et 3 postes Tahiti Sud
 - Recherche des défauts de câble souterrain
 - Le maintien, le paramétrage et le dépannage de la supervision mistral
 - La maintenance et le suivi du bon fonctionnement des PAOMT, 141 dans le Nord et 39 dans le Sud. (PAOMT : Poste Asservi Organe de Manœuvre Télécommandable, pour améliorer la qualité de service : temps de coupure sur défaut réseau...)
 - Maintenance et dépannage du Générateur Virtuel de Putu Uira
 - Dépannage des DEIE (Dispositif d'Echange d'Informations d'Exploitation) pour le contrôle de la production solaire

Service Support Opérationnel Client

Le service est composé de 5 cellules qui regroupent 49 agents :

- Travaux réseaux pour tiers
- Branchements neufs
- Maintenance branchements
- Relève et Petites Interventions
- Comptages & Mesures
- Facturation & prépaiement

Ses principales missions :

- Réaliser les travaux sollicités par nos clients sur le réseau de distribution (extensions, déplacements, ...)
- Réaliser les nouveaux branchements sur le réseau de distribution et assurer leur maintenance
- Assurer la relève aux compteurs des index de consommation d'énergie ainsi que les interventions liées aux contrats d'abonnement (changement de puissance, coupure après résiliation, mise sous tension, coupures pour impayés ...)
- Assurer le contrôle, la maintenance et la veille technologique des compteurs
- Assurer la gestion des facturations des contrats d'abonnement énergie pour l'ensemble des concessions du groupe EDT

Projet Coco (Compteur Communicant) - Compteurs résidentiels de nouvelle génération

Pour mémoire, ce projet vise à remplacer 30 000 compteurs sur la période 2024-2029. Basé sur la technologie de communication CPL-G3, il permettra la télérelève de l'ensemble des points de livraison équipés du nouveau compteur et associés à un concentrateur. Il permettra également la réalisation d'opérations à distance de type contractuelles (coupure suite à une résiliation, mise en service suite à un transfert de contrat, etc).

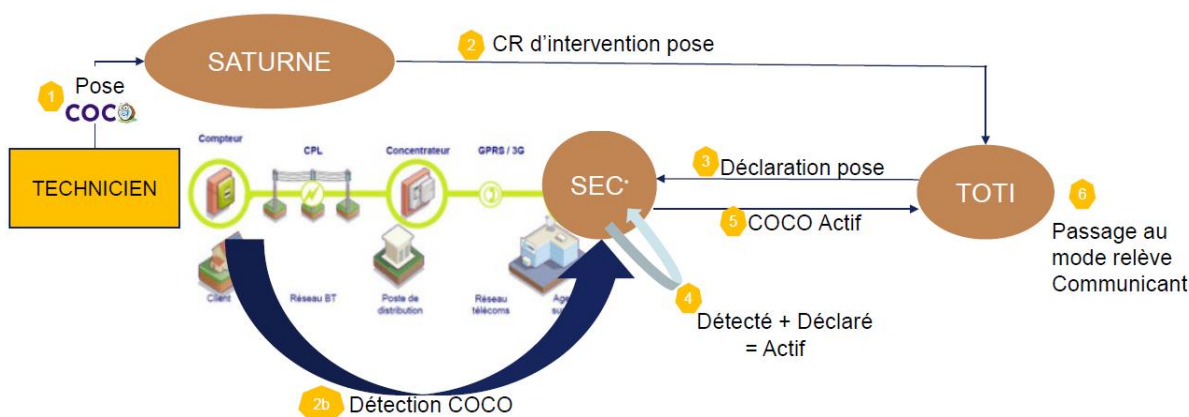


Schéma fonctionnel du projet Coco

Le lot 1 du projet qui consiste à télé-relever les compteurs et à intégrer les index dans le système informatique de la clientèle pour la facturation, de façon automatique, a été mis en production sur un site pilote en janvier avec la pose du 1^{er} Coco.

Le déploiement massif qui consiste à remplacer des compteurs dans des zones identifiées a démarré en mars (essentiellement des compteurs collectifs >15ans, en centre-ville ou avec une technologie de télérelève obsolète).

En juin, le cap des 1000 Coco a été franchi. A fin 2024, environ 3500 Coco, dont 1700 communicants (liés à un concentrateur et remontant des index de façon journalière), ont été posés.

En parallèle, les développements informatiques se sont poursuivis. D'une part, pour fiabiliser l'information remontée dans le système informatique de la clientèle lors de la pose d'un Coco pour son activation dans le progiciel de gestion des Coco : Smart Energy Core (SEC). D'autre part, pour les télé-opérations des Coco (mise en service suite à une souscription, mise hors service suite à une résiliation, etc.).

On prévoit une mise en production des télé-opérations courant du 2nd semestre 2025. Celle-ci viendra conclure la phase build du projet.

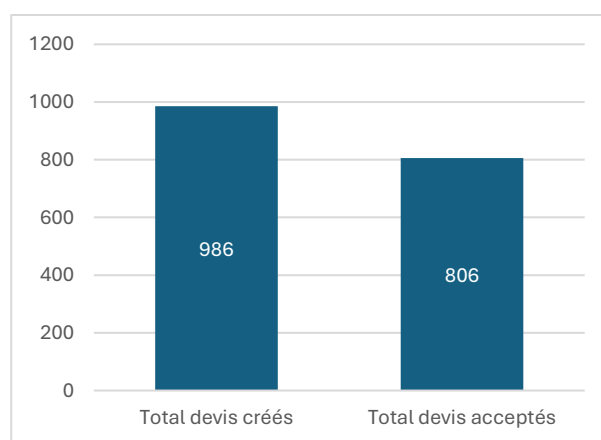
Activité Travaux Réseaux pour Tiers :

134 demandes de travaux ont été traitées durant l'année 2024, dont 58 sont issues de clients « grands comptes » (industriels, promoteurs, municipalités, établissements publics, etc.).

75% des demandes traitées ont donné lieu à une commande.

14 demandes d'extension au titre de l'article 14.A ont fait l'objet d'une lettre de commande de l'autorité concédante en 2024 (50% des extensions concerne la commune de Papara).

Activité Branchements :



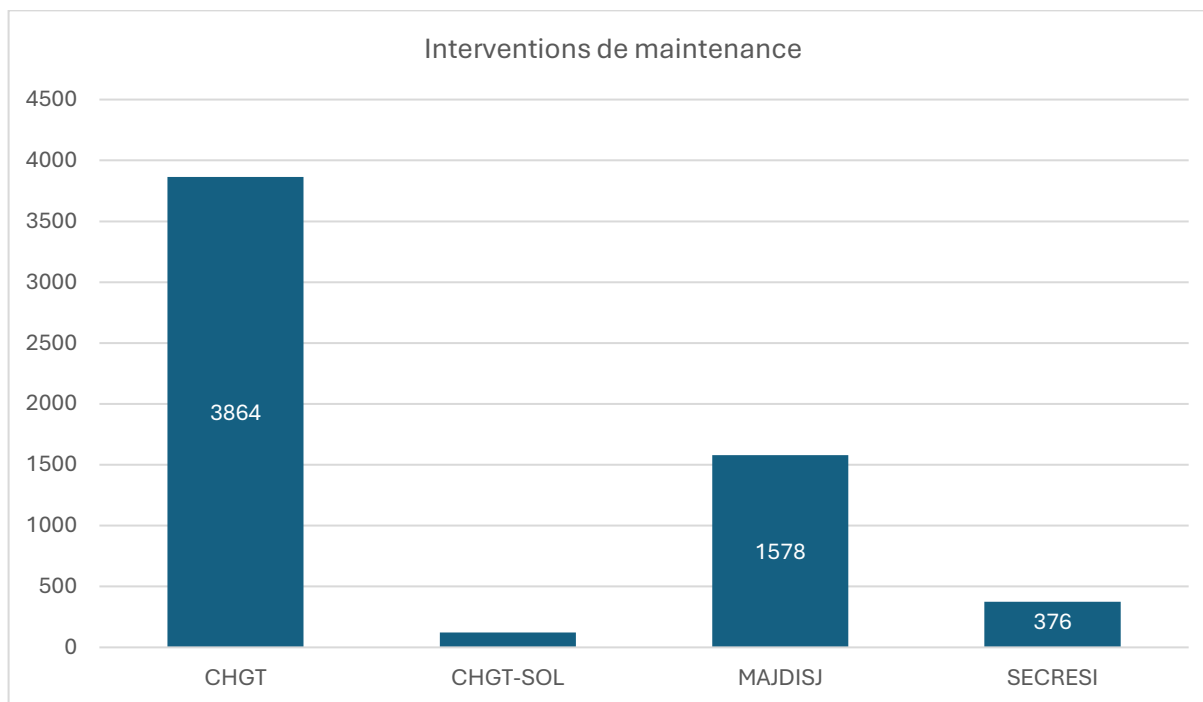
Environ 800 nouveaux branchements ont été réalisés sur l'année 2024. Ceux-ci se concentrent essentiellement sur les communes de Papeete, Punaauia et Faa'a (70% des branchements neufs).

Le taux d'acceptation des devis de raccordement est de 82 % avec 986 devis établis à fin décembre et 806 devis acceptés.

Activité Maintenance Branchements :

L'activité de maintenance comptabilise 5 939 interventions (toutes maintenances confondues).

La forte augmentation des interventions de changement de compteur est liée au projet Coco (remplacement d'un compteur « standard » par un Coco selon la stratégie évoquée dans le chapitre plus haut).



CHGT : changement de compteur

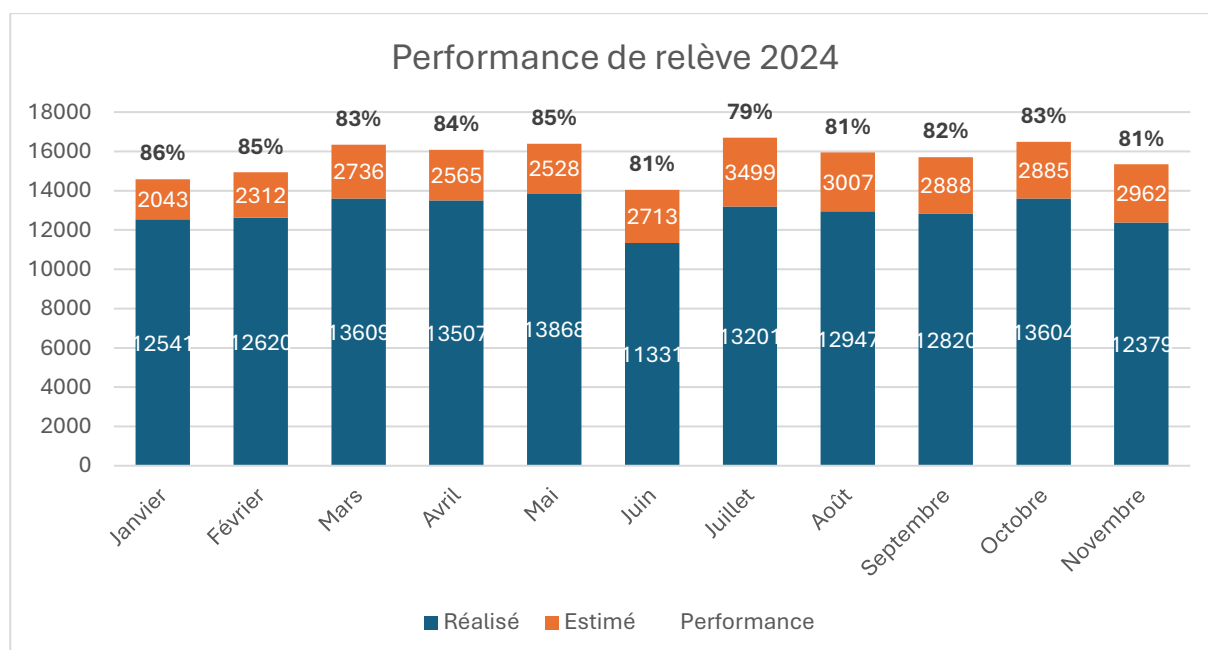
CHGT-SOL : changement de compteur solaire

MAJDISJ : maintenance d'un élément du comptage (hors compteur)

SECRESI : mise en sécurité des branchements après résiliation

Un audit du parc de compteurs de la concession doit être lancé courant 2025.

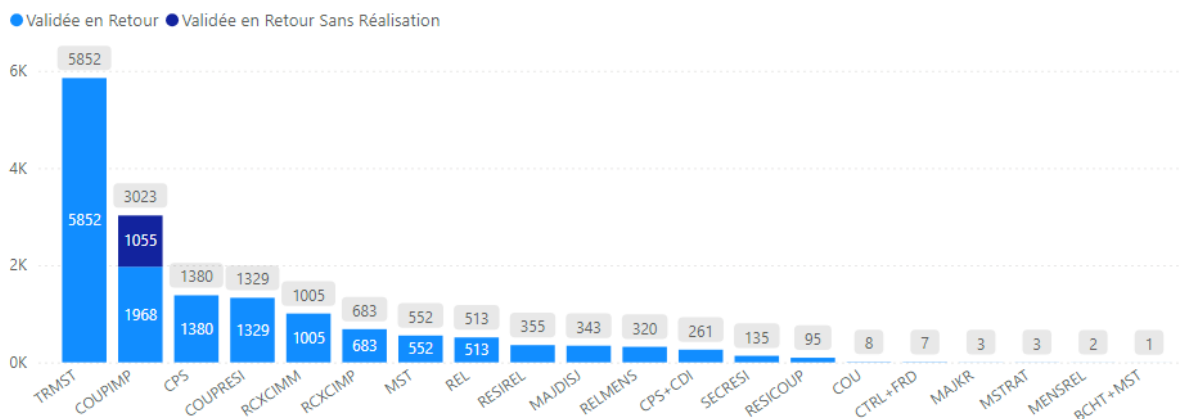
Activité Relève et Petites Interventions :



La performance de relève s'élève à 83% sur l'année 2024 (87% en 2023). Les difficultés de relève rencontrées restent essentiellement liées à l'inaccessibilité des compteurs.

Un suivi mensuel sur la situation des compteurs inaccessibles a été initié. Un objectif de visite annuelle a été établi pour limiter d'une part le volume de facturation estimée sur une période consécutive trop importante et d'autre part pour s'assurer du bon état des ouvrages. Cette démarche vise à être pérennisée dans le temps.

Nb FI PAR CODE PB



L'activité comptabilise 15 870 interventions de type contractuel aux compteurs sur l'année (changement de puissance, coupure après résiliation, mise sous tension, coupures pour impayés ...).

Activité Comptages & Mesures :

L'ensemble du parc de compteurs télé-relevés est supervisé par la cellule Contrôles & Mesures.

Le parc des compteurs télé-relevés se décompose comme suit à fin 2024 :

- Compteurs résidentiels ($\leq 60A$ triphasé)
 - 1 700 Coco supervisés par le progiciel Smart Energy Core
 - ~ 3 000 compteurs télé-relevés avec la technologie CPL-G1 (obsolète)
- Compteurs industriels de type ZMD ($> 60 A$ triphasé BT et MT) : ~ 1 000 compteurs

Le choix d'une nouvelle solution pour la télérelève des compteurs de type ZMD a été faite courant 2024 : solution Advance fournie par Landis. Cette solution viendra en remplacement d'un outil, développé en interne, qui n'est plus maintenu. La mise en production est prévue début du 2nd semestre 2025.

Activité Facturation & Prépaiement :

La cellule a pour principale mission la gestion des facturations des contrats d'abonnement énergie pour l'ensemble des concessions de Tahiti et des îles.

La cellule gère également l'ensemble des contrats de prépaiement via l'outil Suprima, intervient en support des utilisateurs internes et externes pour la vente des tickets et contribue ponctuellement à des projets de déploiement de la solution de prépaiement en lien avec les services techniques et informatiques dans les îles hors concessions.

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

1.3.1.1. Historique

La concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti a été confiée par la Polynésie française à ELECTRICITE DE TAHITI (autrefois Etablissements Emile MARTIN), par une convention du 27 Septembre 1960, conclue pour une durée initiale de 40 ans, prolongée au 30 septembre 2030.

Le cahier des charges de cette convention a été modifié par 22 fois depuis son origine, essentiellement afin de mettre à jour les éléments de rémunération prévus par la formule tarifaire de l'article 11.

Avenants :

- n°1 du 06 décembre 1966 : Modifie les articles 5 et 11.
- n°2 du 13 septembre 1972 : Modifie l'article 1er.
- n°3 du 15 juillet 1976 : Modifie l'article 1er.
- n° « 3 bis » du 17 février 1983 : Modification unilatérale (par délibération) des articles 11, 15 et 16.
- n°4 du 22 mai 1987 : Modifie l'article 11, et reprend les modifications des articles 15 et 16 faites par l'avenant n°3 bis.
- n°5 du 05 mai 1988 : Modifie l'article 11.
- n°6 du 11 janvier 1989 : Modifie les articles 11 et 14.
- n°7 du 12 décembre 1990 : Refonte quasi-totale du Cahier des Charges, en prévoyant notamment l'association des communes concédantes et une prorogation à 2020.
- n°8 du 17 janvier 1992 : Modifie l'article 11.
- n°9 du 31 mai 1994 : Modifie l'article 11.
- n°10 du 09 septembre 1997 : Modifie l'article 11.
- n°11 du 06 décembre 1999 : Modifie les articles 2, 5, 8, 11 et 21 (prorogation à 2030).
- n°12 du 05 juin 2001 : Modifie l'article 11.
- n°13 du 15 février 2005 : Modifie l'article 11.
- n°14 du 30 juin 2008 : Modifie l'article 11
- n°15 du 06 février 2009 : Modifie l'article 11 (nouvelles tranches).
- n°16 du 16 mars 2012 : Modifie les articles 7,11 et 13
- Jugement du Tribunal Administratif du 3 juillet 2013 : modifie l'article 11
- n°16 B du 31 septembre 2013 : Modifie l'article 11
- n°16 C du 23 février 2015 : Modifie les articles 11 et 18
- n°17 du 29 décembre 2015 : Modifie l'article 5 de la convention de concession et les articles 11, 22, 23, 24, 27 et 28 du cahier des charges, et crée un article 12 bis
- n°17 B du 26.02.2016 : Etablit une grille tarifaire temporaire, dans l'attente de l'application de la formule prévue à l'avenant 17
- n°18 du 11.02.2019 : Etablit une nouvelle grille tarifaire temporaire, reconnaît le manque à gagner du concessionnaire au titre de la hausse des coûts des hydrocarbures et du transport non répercutés dans les prix entre le 1er mars 2016 et le 31 décembre 2018, et annonce un avenant 19.
- n°18b du 20.07.2020 : impact les comptes 2019 sur 3 points :
 - o Reconnait de façon définitive le manque à gagner du concessionnaire au titre de la hausse des coûts des hydrocarbures et du transport non répercutés dans les prix, et en fixe les modalités de règlement.
 - o Traite du devenir des provisions pour renouvellement du réseau de distribution de Tahiti Nord
 - o Valide la méthode lissée des « charges calculées économiques » telle qu'appliquée dans les comptes de délégation depuis 2017.
- n°19 du 29.12.2021 : simple mise à jour de la grille tarifaire, pour tenir compte notamment du nouveau mécanisme de solidarité tarifaire inter-îles.

1.3.1.2 Le cas de l'extension aux îles

Par conventions n° 90-1178 du 14 décembre 1990, et n° 99-3858 du 6 décembre 1999, la Polynésie française a demandé à EDT d'élargir son champ d'intervention géographique à l'ensemble de la Polynésie française, par étapes successives. Cette prise en concession des services publics de l'électricité des îles a été encadrée par les services de l'Etat (Haut-commissariat de la République), et s'est accompagnée d'un mécanisme de péréquation des prix, qui a permis aux usagers des systèmes électriques concernés, de bénéficier d'une qualité de service digne des pays les plus avancés, pour un tarif unique aligné sur celui de l'agglomération de Papeete (concession de « Tahiti Nord »).

Courant 2021, un mécanisme de péréquation tarifaire réglementaire a été mis en place, en vue de remplacer à compter du 1er janvier 2022 le système de péréquation « interne » jusque-là limité aux seules concessions d'EDT. Chaque système électrique (concession ou régie municipale) est désormais redevable envers le Pays d'une Contribution de Solidarité sur l'Electricité, assise sur le nombre de kWh facturés. En retour, ces systèmes reçoivent une compensation de solidarité adaptée à leurs niveaux de charges.

1.3.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public

- a) Convention de fourniture de Gasoil pour l'île de Tahiti (EDT – Pacifique Petroleum et Services et EDT – TOTAL ENERGIES)
- b) Convention de fourniture d'hydroélectricité (EDT – MARAMA NUI)
- c) Accord de puissance garantie (EDT – MARAMA NUI)
- d) Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque (producteurs multiples)
- e) Contrat de versement de la redevance de transport d'énergie (EDT - T.E.P.)
- f) Convention de transferts d'ouvrages en provenance de la TEP
- g) Principaux baux de la concession
- h) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- i) Conventions d'occupation pour implantation de panneaux photovoltaïques, conclues entre EDT et Electra.
- j) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- k) Contrat de supports communs avec l'OPT

Ces contrats sont détaillés au chapitre 6 « Engagements nécessaires à la continuité du service public ».

2- OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux
 - 2.1 Mode de détermination des tarifs
 - 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2024
 - 2.3 Chiffre d'affaires énergie
 - 2.4 Autres produits d'exploitation
 - 2.5 Statistiques de ventes
 - 2.6 Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord
 - 2.7 Gestion des impayés
 - 2.8 Services offerts à la clientèle
 - 2.9 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

2.1 - Mode de détermination des tarifs

Les tarifs de vente de l'électricité sont arrêtés par le Conseil des Ministres.

La dernière actualisation a eu lieu le 1^{er} octobre 2022, applicable sur l'ensemble du périmètre tarifaire des concessions gérées par EDT, conformément à l'arrêté n° 1975 CM du 29 septembre 2022, relatif au prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2024

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er janvier au 31 décembre 2024
			Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	11,90
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	31,10
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 150 kWh/mois	22,00
BT Usage domestique 2nde tranche	P3	de 150 à 240 kWh/mois	23,30
BT Usage domestique 3ème tranche	P4	de 240 à 360 kWh/mois	40,64
BT Usage domestique 4ème tranche	P5	au -dessus de 360 kWh/mois	42,46
BT Eclairage public	P6		33,95
BT Usages professionnels et autres usages 1ère tranche	P7	de 0 à 500 kWh/mois	36,20
BT Usages professionnels et autres usages 2ème tranche	P8	de 500 à 1 000 kWh/mois	37,00
BT Usages professionnels et autres usages 3ème tranche	P9	au -dessus de 1000 kWh/mois	39,49
MT Tarif jour 1ère tranche	P10	de 0 à 18 000 kWh/mois	24,63
MT Tarif jour 2ème tranche	P11	au -dessus de 18 000 kWh/mois	26,10
MT Tarif nuit 1ère tranche	P12	de 0 à 18 000 kWh/mois	21,67
MT Tarif nuit 2ème tranche	P13	au -dessus de 18 000 kWh/mois	23,15
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite	P14		13,30
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P15		20,90
Prépaiement supérieur à 3,3 kVA de puissance souscrite	P16		29,80

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er janvier au 31 décembre 2024
Basse tension	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages	400
Moyenne tension	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355
Redevance	Prix unitaire XPF
Transport TEP	3,03 / kWh

Taxes	Taux
Taxe municipale	4 XPF/kWh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport	0%
Autres	
- Contribution de Solidarité sur l'Electricité (CSE)	6,30XPF/kWh

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er janvier au 31 décembre 2024
Tarif Petits consommateurs	P=39,0 - ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite
Tarif Usages Domestiques	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite
Autres Tarif Basse Tension	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 950 XPF x kVA de puissance souscrite
Moyenne Tension	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 3 900 XPF x kVA de puissance souscrite

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	Total kWh vendus	Total XPF	Puissance totale (kVA)	Prime totale (XPF)	Puissance au 31/12/2024 (kVA)	Total kWh vendus 2023
BT Usage social 1ère tranche	P0	39 434 748	467 974 786	67 178	204 202 091	65 058	38 163 514
BT Usage social 2ème tranche	P1	7 858 156	244 571 107				6 515 426
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	50 177 339	1 060 793 981	243 504	1 054 718 018	201 412	49 522 305
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	21 237 874	499 474 224				20 609 631
BT Usage domestiques 3ème tranche	P4	16 759 028	681 298 771				15 782 562
BT Usage domestiques 4ème tranche	P5	18 273 192	776 228 608				16 017 468
BT Eclairage public	P4	3 482 574	118 233 564	4 881	23 808 133	4 951	3 662 073
BT Usage professionnel 1ère tranche	P5	25 277 852	914 561 226	117 094	555 833 999	116 679	24 622 768
BT Usage professionnel 2ème tranche	P6	13 657 465	505 437 712				13 369 043
BT Usage professionnel 3ème tranche	P7	40 274 469	1 590 838 581				38 436 132
MT Tarif jour 1ère tranche	P8	58 130 237	1 430 903 514				57 943 726
MT Tarif jour 2nde tranche	P9	60 749 455	1 585 944 962	70 822	999 761 758	50 753	60 730 212
MT Tarif nuit 1ère tranche	P10	40 459 526	877 027 617				40 050 286
MT Tarif nuit 2nde tranche	P11	30 854 234	714 466 117	522 994	292 479 459		29 579 582
Prépaiement		80 621	1 724 741	1 307		128	80 533
Total		426 706 770	11 469 479 510	1 027 780	3 130 803 458	438 980	415 085 261

EP - G1 3 458 974
CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL 14 603 741 942
Prix moyen 34,22

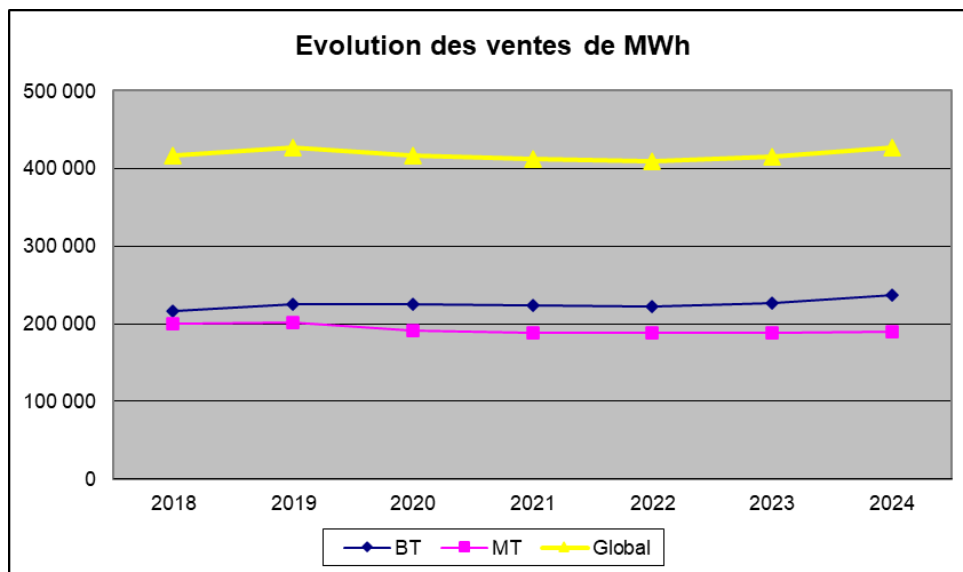
Ce tableau inclut les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT

2.4 - Autres produits d'exploitation

En complément des ventes d'énergie, l'activité en concession enregistre les autres produits d'exploitation suivants :

Concession	Tahiti Nord
Frais de perception de taxe	27 315 325
Frais de relance	50 631 380
Total	77 946 705

2.5 - Statistiques de ventes



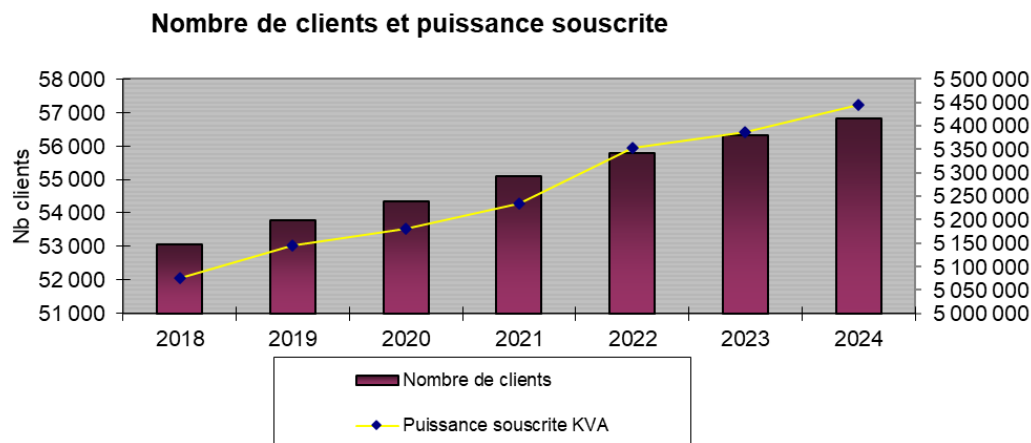
Les ventes d'électricité progressent de +2,8% (soit près de +11,6 GWh) entre 2024 et 2023 sur la concession Tahiti Nord et s'établissent à un volume global de 426,7 GWh en 2024. Cette hausse correspond principalement à une croissance importante des consommations en basse tension.

La consommation globale des clients domestiques (tarifs "petits consommateurs" et "classique" basse tension usages domestiques), qui représente 65,0% des volumes basse tension, a connu une augmentation de +4,9% (+7,1 GWh), portée par la croissance du nombre de contrats d'abonnements associés.

Les ventes aux clients professionnels, qui représentent 33,5% des ventes basse tension, ont augmenté de +3,6% (+2,7 GWh) et enregistrent près de 60 nouveaux contrats contre 85 nouveaux contrats en 2023.

Les ventes en tarif Éclairage Public, qui représentent 1,5% des ventes en basse tension, poursuivent leur tendance baissière (en raison du passage en LED sur plusieurs communes de Tahiti Nord) et diminuent de -4,9% (-0,18 GWh) pour s'établir à environ 3, GWh vendus en 2024.

Les ventes en moyenne tension augmentent légèrement de +1% en 2024 (+1,9 GWh).



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :

Contrats souscrits aux tarifs basse tension	56 272
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	545
	<u>56 817</u>

variation / 2023 (*nombre de contrats*)

+0,9% (+ 516 contrats)

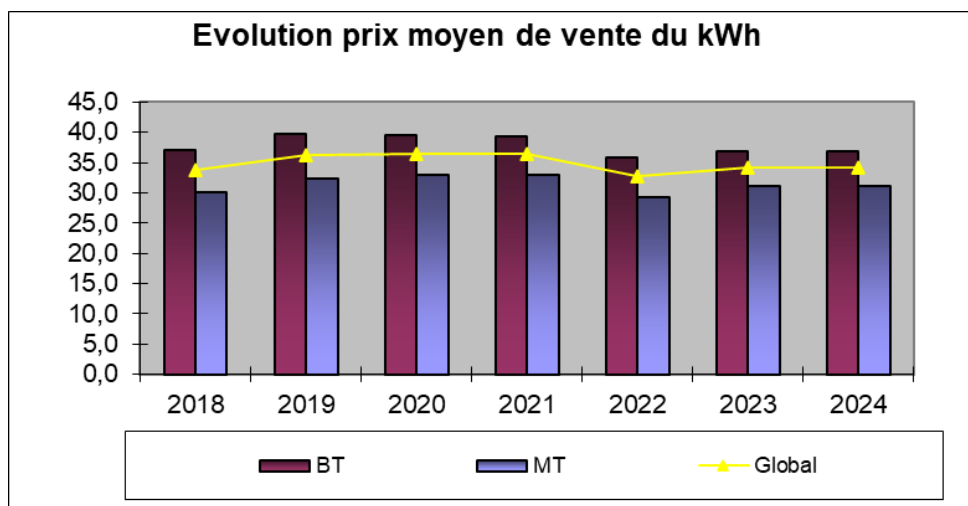
+0,2% (+ 1 contrat)

+0,9% (+ 517 contrats)

Les principales évolutions concernent :

- La hausse de 1,0% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 197 contrats supplémentaires souscrits à ce tarif. Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent aujourd'hui 34,9% du nombre total d'abonnés.
- La croissance de 0,9% du nombre de clients en tarif « classique », avec 258 nouveaux contrats par rapport à 2023. Les clients en tarif « classique » représentent aujourd'hui 51,5% du nombre total d'abonnés.
- La hausse de 0,9% du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension qui représentent 11,5% du nombre total d'abonnés, avec 60 contrats supplémentaires par rapport à 2023.
- La hausse du nombre de clients moyenne tension de +1,0% en 2024 (+1 contrat), qui représentent 1% du nombre total d'abonnés.

La puissance souscrite facturée s'élève à 5 444 343 kVA, soit une hausse de 1,1% par rapport à 2023.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :

Tarifs basse tension

36,8 CFP

variation / 2023

- 0,1%

Tarifs moyenne tension

31,0 CFP

- 0,3%

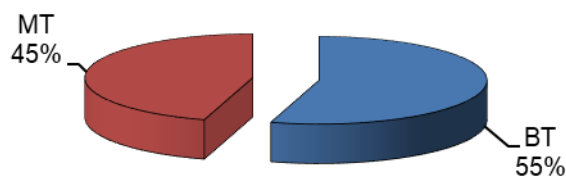
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh

34,2 CFP

- 0,04%

Le prix moyen de vente du kWh reste stable et s'établit à 34,2 CFP/kWh. Aucune augmentation ou baisse tarifaire n'a été appliquée depuis le 1^{er} octobre 2022 pour prise en compte partielle de l'augmentation des prix des hydrocarbures.

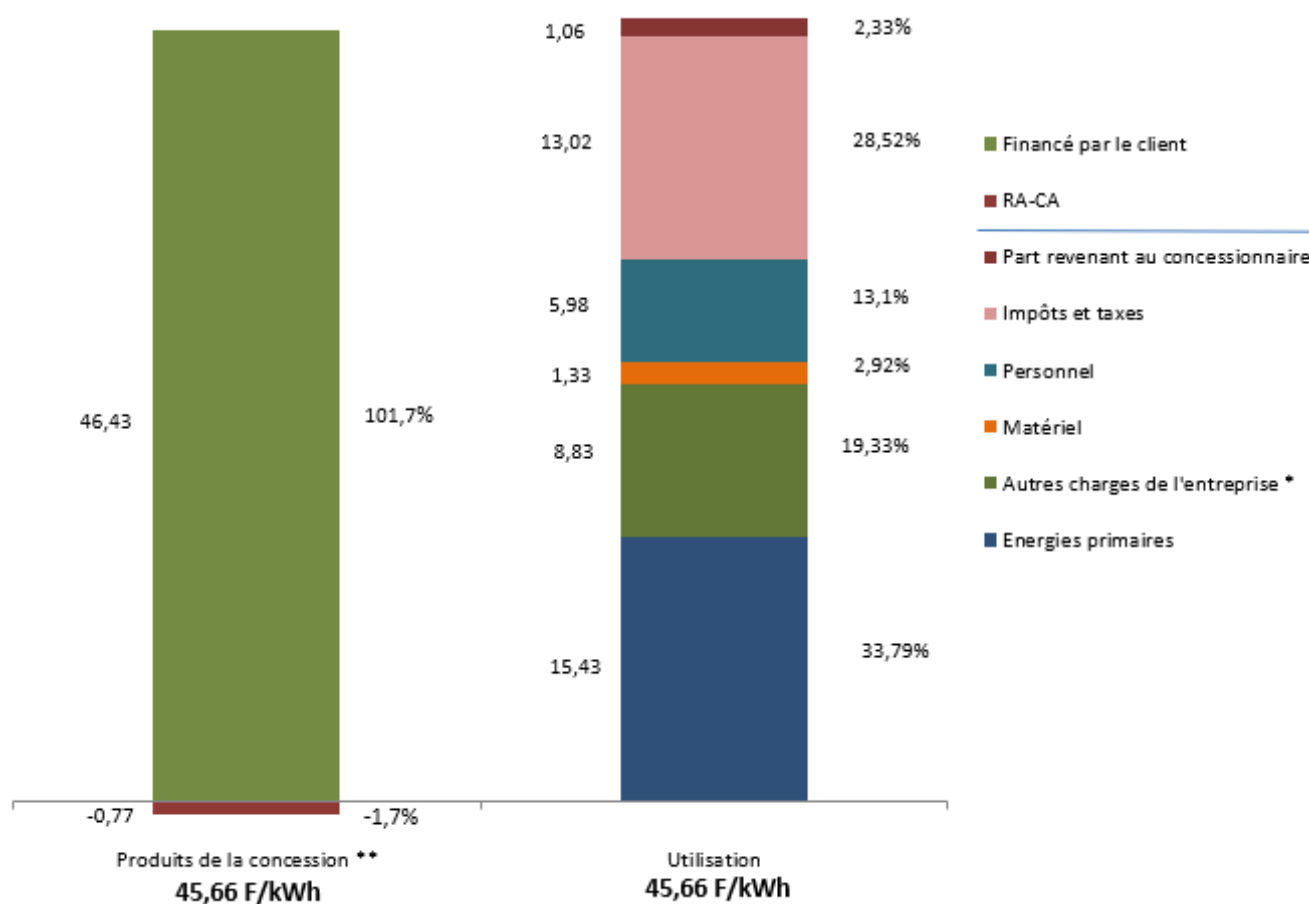
Répartition des ventes BT / MT



La répartition entre les ventes en basse tension et en moyenne tension reste stable, avec 55% du volume global vendu en basse tension et 45% en moyenne tension.

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord

2024 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



*Autres charges de l'entreprise : ce poste comprend la redevance transport (TEP : 3,03 F/kWh), les frais de siège, le coût financier, l'interface clientèle, les charges de maintenance & fonctionnement hors main oeuvre, etc.

**Dont 46,43 F/KWh (101,7%) de sommes facturées aux clients

La colonne de droite « Utilisation » détaille par nature l'ensemble des dépenses de la concession. Ces dépenses exprimées par kWh vendu s'élèvent à 45,66 F.

- Le poste impôts et taxes de 12,98 F/kWh représente 28,42% des dépenses de l'exercice, il inclut :
 - les taxes communales,
 - la TVA,
 - la contribution de solidarité sur l'électricité (CSE) d'une valeur de 6,30 F/kWh,
 - l'IS,
 - l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes,

Ne sont pas inclus par simplification, la patente et l'IRCM sur les produits financiers qui figurent dans les « autres charges de l'entreprise ».

- Les énergies comprennent :
 - le coût d'achat des énergies fossiles gazole,
 - le coût d'achat des énergies renouvelables solaire,
 - le coût des huiles.

La colonne de gauche « Produits de la concession » est d'un montant équivalent, ces produits ont deux origines :

- Les recettes clients de 46,43 F/kWh qui financent 101,7% des dépenses de la concession
- L'écart RA-CA est de -0,77 F/kWh pour la différence soit 1,7% des dépenses de la concession

<u>Détail des produits de la concession:</u>	en F/kWh	en %
La part financée par le client comprend:		
- Les ventes d'énergie	34,22	75,0%
- Les produits accessoires	0,18	0,4%
- Les taxes communales, TVA, CPS	5,73	12,5%
- La Contribution de Solidarité sur l'Electricité	6,30	13,8%
	46,43	101,7%
La part financée par le concessionnaire:		
- Avance du concessionnaire	- 0,77	-1,7%
	- 0,77	-1,7%
Total Produits	45,66	F/kWh

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2024, le montant des impayés des contrats énergie et travaux souscrits dans la concession de Tahiti Nord, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/24, était de 3,1 Milliards Fcp, ce qui représente 20% du chiffre d'affaires 2024, soit un délai de créances clients de 73 jours.

Dans le cadre du processus de recouvrement automatisé en vigueur, les clients en situation d'impayés au-delà de la date limite de paiement indiquée sur leur facture reçoivent une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Tahiti Nord, en moyenne 5 793 clients sont ainsi relancés chaque mois (contre 4 359 clients en 2023, soit une augmentation de 1 434 clients), ce qui représente environ 10,2% du nombre total de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Tahiti Nord, en moyenne le nombre de coupures effectives pour impayés a été de 254 clients par mois (le nombre de coupures effectives pour impayés a été de 209 clients en moyenne par mois en 2023, soit une augmentation de 21,5%), ce qui représente 0,2% du nombre total de contrats.

Si la situation de non-paiement perdure, le recouvrement des impayés est alors généralement confié à des prestataires de recouvrement, sociétés spécialisées dans le domaine.

En cas d'échec de recouvrement, pour diverses raisons (client insolvable, introuvable, client en redressement ou liquidation judiciaire, ...), à l'issue notamment du délai légal de prescription, ces impayés sont alors passés en pertes (créances irrécouvrables). A noter la réduction du délai de prescription pour le paiement des factures d'énergie et de travaux à 2 ans au lieu de 5 auparavant pour les clients domestiques, suite à l'entrée en application en 2017 de la loi relative à la protection du consommateur (Art. LP 10 de la loi du pays n° 2016-28 du 11 août 2016).

En 2024, près de 2,9 Millions Fcp (2,6 Millions Fcp en 2023) ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tahiti Nord, soit 0,02% du chiffre d'affaires réalisé sur 2024.

2.8 - Services offerts à la clientèle

Les faits marquants 2024

- Lancement du projet « COCO » le compteur nouvelle génération
- Lancement de l'application mobile clients EDT

Organisation du Service Clientèle

Rôles et Missions

- L'accueil et la satisfaction des clients particuliers comme professionnels, usagers du service public d'électricité, en suivant et en répondant à leurs demandes d'informations de travaux, de souscription, de modification ou de résiliation de contrat d'abonnement, de réclamation (facturation, abonnement qualité de fourniture, travaux...), la gestion des comptes clients (encaissement, remboursement,...) ;
- Mise en œuvre des moyens nécessaires dans la satisfaction de la demande du client, via les différents canaux proposés par EDT : agences, guichets, mails, téléphone et plateformes digitales (Agence En Ligne, application mobile clients).

Ces missions sont assurées par nos agents clientèle déployés dans le réseau d'agences EDT qui est composé, sur l'île de Tahiti, de 6 agences EDT situées à Puurai (caisse drive), Plaza Carrefour Faa'a, Vaima, Arue, Papara et l'agence mobile – le bus Te Hono en partenariat avec la CPS, ainsi que de l'agence TSE située à Taravao. Ce réseau est rattaché au réseau global EDT, qui comprend 13 points d'accueil clientèle permettant de traiter sur tout le territoire polynésien et sans réserve, les demandes des clients de la concession.

Au travers de son rattachement à EDT, la concession de Tahiti-Nord bénéficie également directement des moyens communs à l'ensemble des entités du pôle énergie et notamment :

Au plan de la gestion commerciale :

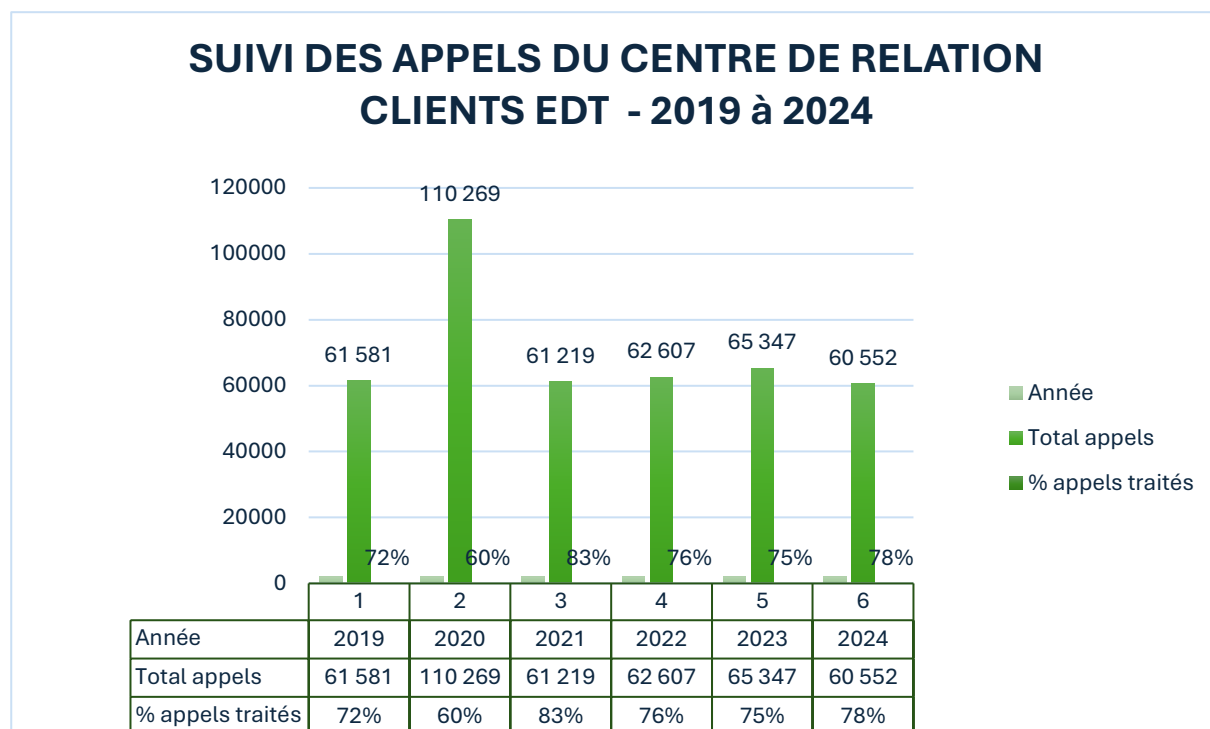
- Des services ou cellules spécialisées
 - Centre de Relation Clients, composée de téléconseillers qui réceptionnent les appels téléphoniques clients et traitent les demandes par téléphone
 - Gestion back-office des demandes clients, avec une équipe composée de chargés e-relation et conseillers clientèle back-office qui réceptionnent et traitent les demandes écrites de nos usagers
 - Gestion des producteurs indépendants, qui réceptionnent et traitent des demandes de raccordement d'installations photovoltaïques au réseau de distribution électrique
 - Facturation
 - Réclamation
- D'outils performants
 - Un centre d'appel téléphonique avec un service d'astreinte téléphonique dépannage disponible 24/24h,
 - Une agence en ligne, un système d'information gratuite par sms, une application mobile clients, plusieurs interfaces web et réseaux sociaux.
- De logiciels performants de gestion de la relation clientèle, des contrats clients et de la facturation, avec notamment le SI de gestion de la relation clientèle, HOANI, basée sur la solution CRM Salesforce, leader mondial sur ce marché, lequel permet d'optimiser la relation client.

Les services offerts à la clientèle de Tahiti

L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients avec une proposition multiple d'accès aux services EDT.

Les clients EDT ont la possibilité de régler leurs factures selon plusieurs choix de service :

- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Via nos bornes de paiement déployées dans les agences EDT Vaima, Plaza et Tahiti Sud Energie pour les règlements en espèces, cartes bancaires Visa et privatives.



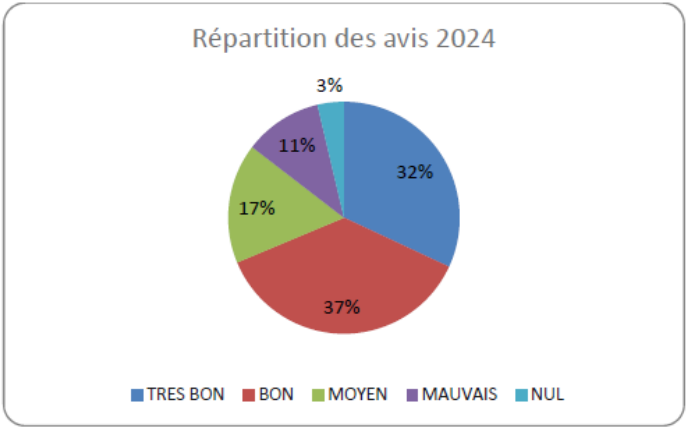
Le nombre d'appels clients est en léger retrait sur 2024, mais reste à un niveau de volumétrie élevé, positionnant le Centre de Relation Client comme un acteur majeur de la relation client.

Mesures de la satisfaction clients

Une campagne de clients mystères a été renouvelée en 2024 dans l'objectif d'évaluer la qualité de la perception de l'accueil client dans les agences EDT.

Les résultats ont fait état d'un Service client en progression de 2 points par rapport à 2023, avec un sentiment global des enquêteurs d'être bien accueilli, bien renseigné, au travers d'explications claires et professionnelles. Les agences sont également notées sur les aspects propreté, décoration, rangement.

A noter pour 2024 un changement dans la notation et l’embauche d’un agent en CDD en formation.



L’information clients par SMS

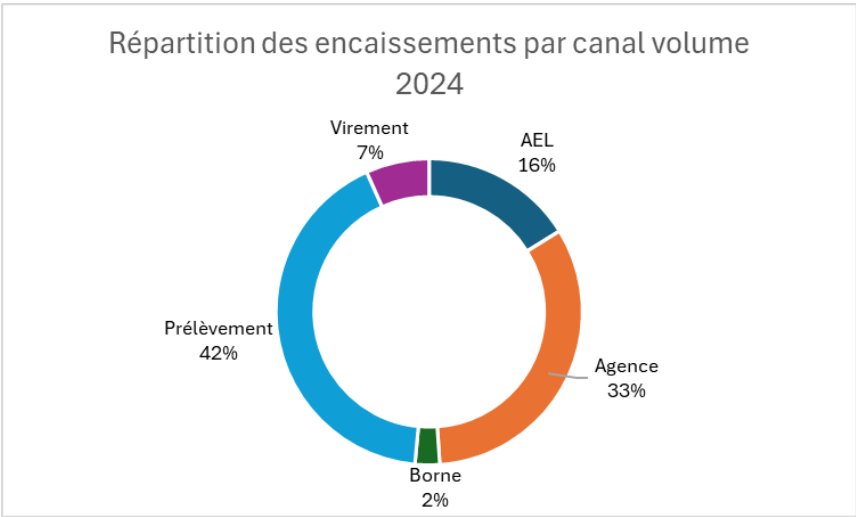
Ce service rapide, simple et pratique permet au client de disposer des informations importantes liées à son contrat d’énergie.

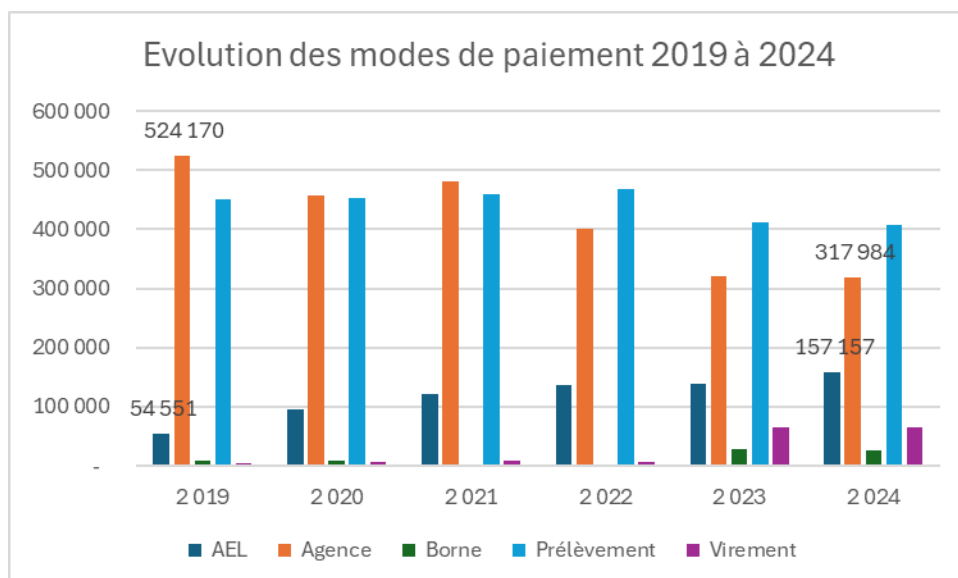
A fin 2024, nous enregistrons :
+ 20540 abonnés inscrits aux différents services SMS,
+ 1,37 millions de SMS envoyés, depuis la mise en place du service en 2010,
+ 81837 SMS envoyés cette année.

Service SMS	TAHITI
Auto-relève	16 238
Avis coupure tvx	16 660
Avis passage releveur	15 994
Mnt fact mensuelle	16 486
Relance	16 459

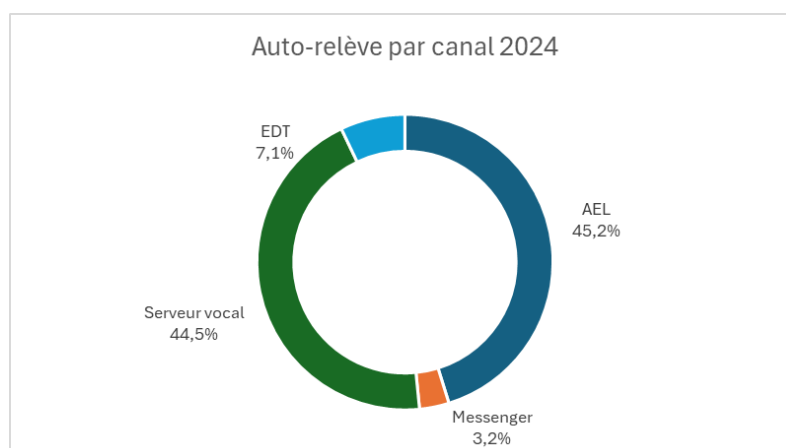
Services Clients Digitaux

Le site client edt.pf mis à disposition des clients depuis quelques années connaît une croissance régulière boostée notamment par la crise COVID qui a converti une large partie des clients à opter pour les services proposés notamment le paiement en ligne et l’auto-relève.





L'agence en ligne est de plus en plus utilisée comme canal de paiement, on constate en effet une progression de 188% de ce mode de règlement en 5 ans.



Second service phare du site, l'auto-relève progresse également de façon significative avec une progression de +32% sur les 3 dernières années. Le canal Agence en ligne est désormais le premier canal de transmission de l'auto-relève passant devant le serveur vocal.

E Facture

Concession	E-Facture	Contrat	Pourcentage
Tahiti Nord	39 733	59 922	66%

Une belle percée du service e-facture lancé en 2023 avec un taux général de 60% des contrats ayant souscrit à la e-facture, et une concentration forte des clients sur Tahiti Nord avec 66% des souscripteurs localisés dans cette concession.

Application Mobile

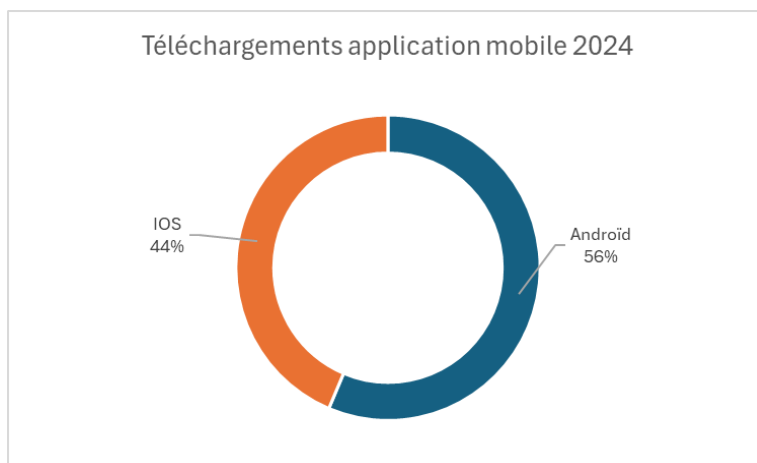


Lancée le 16 septembre 2024 sur les deux plateformes IOS et Androïd, l'application mobile EDT permet dans sa première version de :

- payer sa facture, voire d'y déposer un crédit
- disposer de ses factures sur un historique d'un an
- effectuer son auto-relève

Les fonctionnalités propres à une application mobile rendent l'expérience utilisateur simple et fonctionnelle grâce à une connexion facilitée via la biométrie, un système de notifications permettant d'alerter les utilisateurs aux moments opportuns, ainsi qu'une gestion contractuelle accessible sans connexion (mode visiteur).

Le nombre de téléchargements affiché 4 mois après le lancement est de 6214 réparti sur les deux plateformes.



2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

Les équipes clientèle sont formées pour accompagner le client dans la compréhension et la maîtrise de sa consommation.

Nous avons par ailleurs mis en place un certain nombre de services permettant à nos clients usagers de mieux gérer leur consommation d'énergie et/ou anticiper le montant de leur facture :

Auto-relève

L'auto relève, qui permet au client de suivre et payer sa consommation au réel, est proposée via trois canaux : le serveur vocal, l'agence en ligne edt.pf, Messenger EDT avec le chatbot Mareva.

Le service auto-relève a progressé sur le web, atteignant 45 % en 2024 contre 44 % en 2023, reléguant le serveur vocal en deuxième position.

Ces résultats sont probablement dus à la promotion des avantages de l'auto-relève via l'AEL et au déploiement de l'application mobile.

Bilan d'énergie

Le bilan d'énergie permet au client :

- d'estimer par lieu de vie sa consommation et d'identifier les postes sur lesquels il peut agir pour réduire ses dépenses d'énergie,
- de connaître son besoin en puissance,
- de connaître le montant de sa prochaine facture.

Simulateur de facture

Le simulateur de facture permet au client de connaître le montant de sa prochaine facture jusqu'à sa visualisation en format PDF

Calculateur de consommation

Le calculateur de consommation permet au client d'avoir la consommation moyenne de ses appareils électriques par pièce de vie de son domicile (chambre, salon, cuisine...).



Pour faciliter l'expérience client, les outils de calcul de la consommation, très demandés par les clients, ont été simplifiés dans leur utilisation.

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

➤ *Bilan technique*

- 3.1 Production
- 3.2 Qualité de la fourniture
- 3.3 Réseau de distribution
- 3.4 Transition énergétique
- 3.5 Gestion de l'équilibre
- 3.6 Délestage clientèle
- 3.7 Achat d'énergie solaire en kWh par tarif
- 3.8 Raccordement solaire
- 3.9 Travaux significatifs et faits marquants

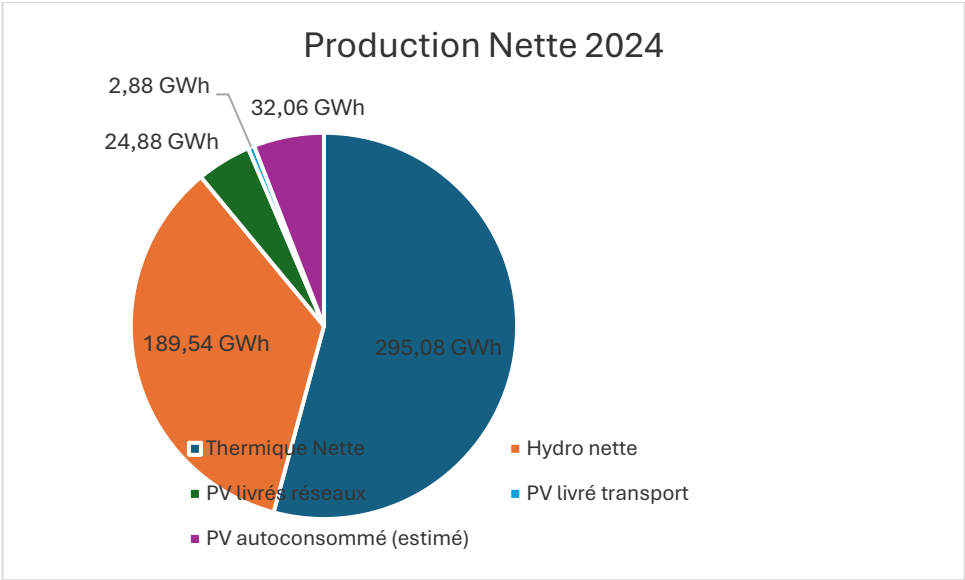
3.1 - Production

Total Production 2024	Tahiti		
	Production	% sur total	% sur 2023
Thermique Nette	295,08 GWh	57,6%	-11,1%
Hydro nette (MN+CHPP+SPEA)	189,54 GWh	37,0%	27,2%
PV livrés réseaux	24,88 GWh	4,9%	26,4%
PV livrés transport	2,88 GWh	0,6%	NA
Total production Nette	512,38 GWh	100,0%	2,4%
PV autoconsommé (estimé)	32,06 GWh	5,9%	31,9%
TOTAL avec auto consommation	544,44 GWh		

Ventes (kWh livrés aux clients)	487,9 GWh	2,8%
---------------------------------	-----------	------

Thermique Nette	295,08 GWh
Hydro nette	189,54 GWh
PV livrés réseaux	24,88 GWh
PV livré transport	2,88 GWh
PV autoconsommé (estimé)	32,06 GWh

NB : les données de ventes incluent les ventes réalisées dans la concession du SECOSUD par la filiale TSE.



La production livrée aux réseaux en 2024 a été de 512,38 GWh, en hausse de +2,3% GWh comparé à 2023 et 544,4 GWh en tenant compte de l’autoconsommation.

La part des énergies renouvelables a été de 42,4 % (hors PV auto consommée) principalement grâce à la production d’hydroélectricité (189 GWh en production nette).

4132 installations solaires étaient raccordées en 2024 dont 3 741 raccordements au nord et 383 raccordements au sud correspondant à une puissance totale de 57,7 MWc.

La production thermique nette a été en 2024 de 295,08 GWh, -39,74 GWh soit 11% par rapport à 2023.

Heures de marches des groupes

En 2024, le total d'heures de marche des moyens de production thermique est de 26 644 heures pour la centrale Emile MARTIN de la Punaruu et 2 090 heures pour la centrale de Vairaatoa.

Punaruu :

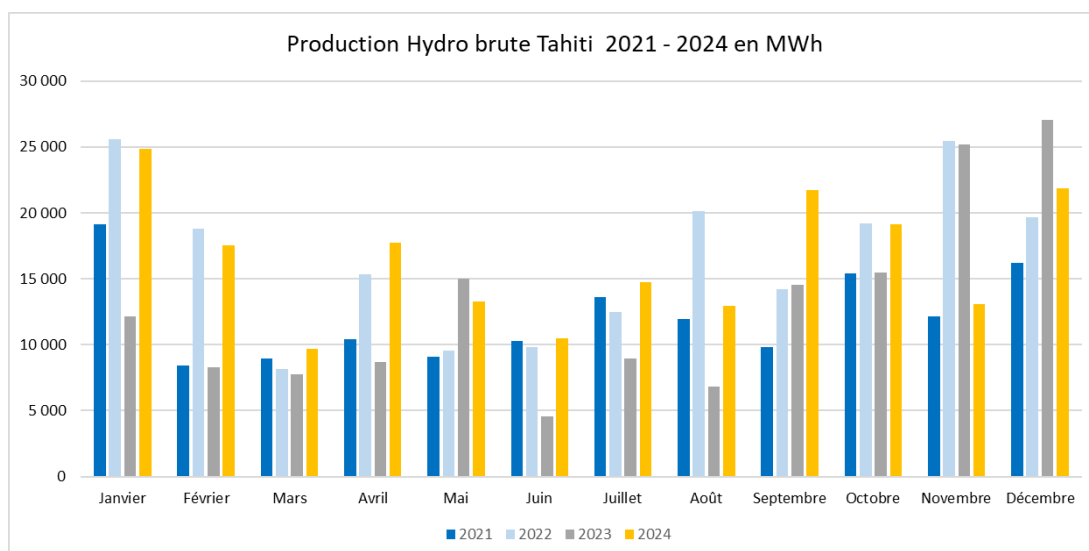
Groupes	Hdm 2024	Hdm cumulées
G1P	0	160 530
G2P	4 442	170 501
G3P	3 957	171 642
G4P	3 237	139 010
G5P	2 916	101 779
G6P	3 363	99 518
G7P	4 870	71 082
G8P	3 859	71 796

Vairaatoa :

Groupes	Hdm 2024	Hdm cumulées
G2V	443	124 024
G3V	109	140 353
T1V	1538	10 345

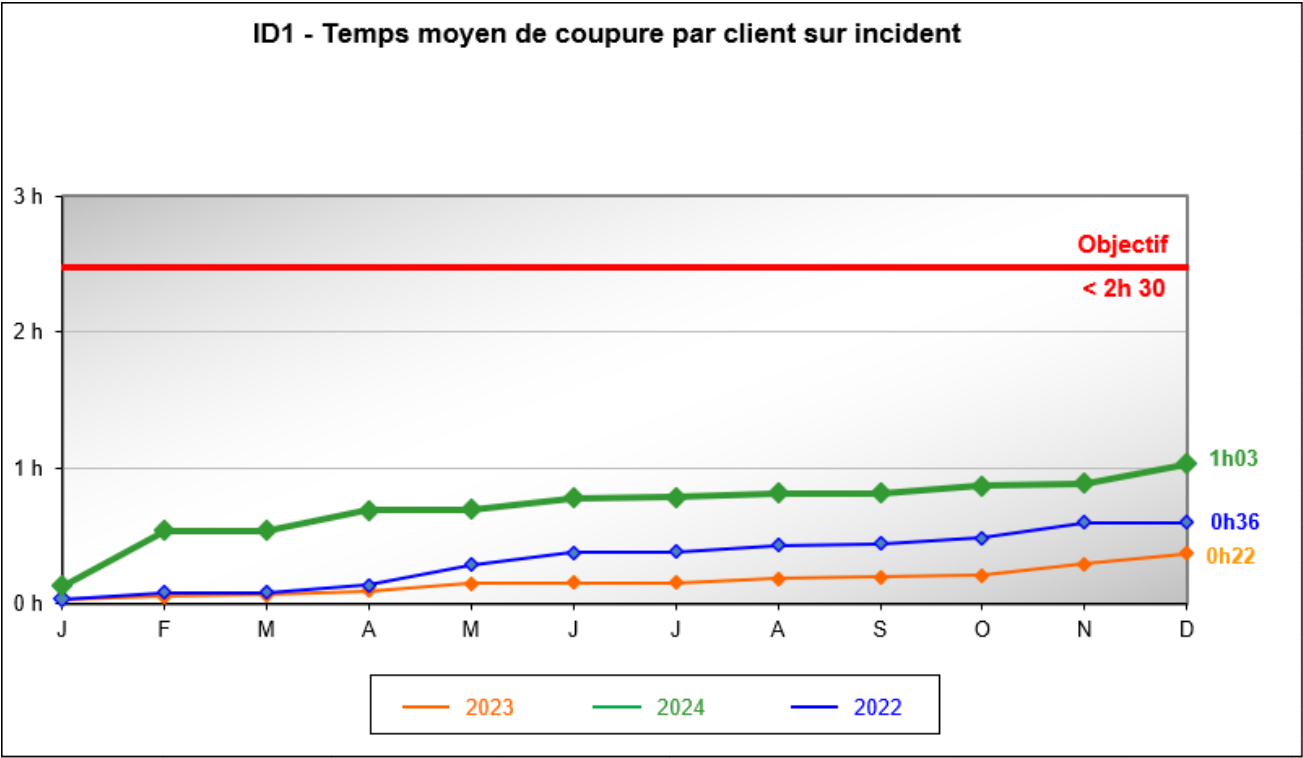
Nombre d'arrêts/démarrages des groupes de la Punaruu :

Année	Total
2018	629
2019	542
2020	438
2021	405
2022	388
2023	443
2024	409

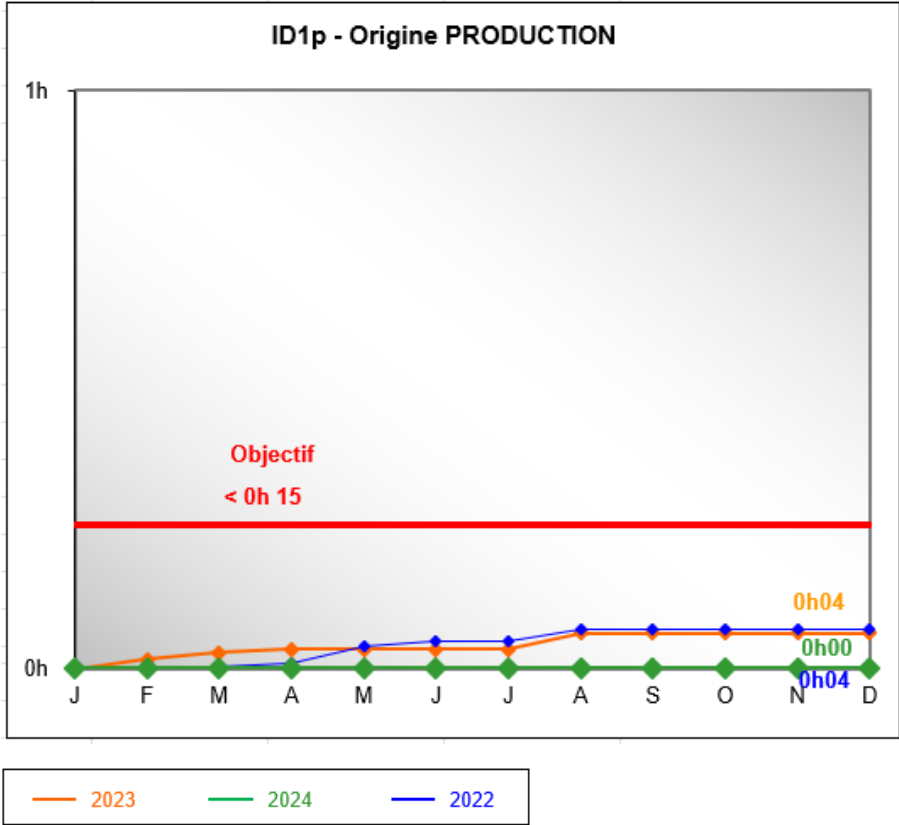


3.2 - Qualité de la fourniture

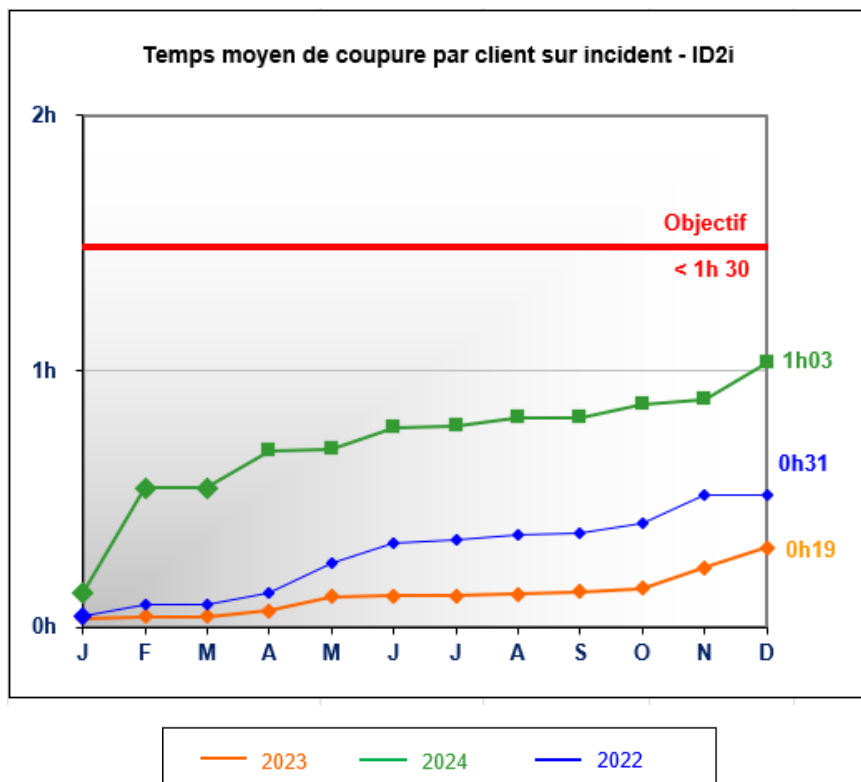
Le Temps Moyen de Coupure (TMC) global sur incidents distribution de Tahiti Nord a été, à fin décembre 2024, de 1h03.



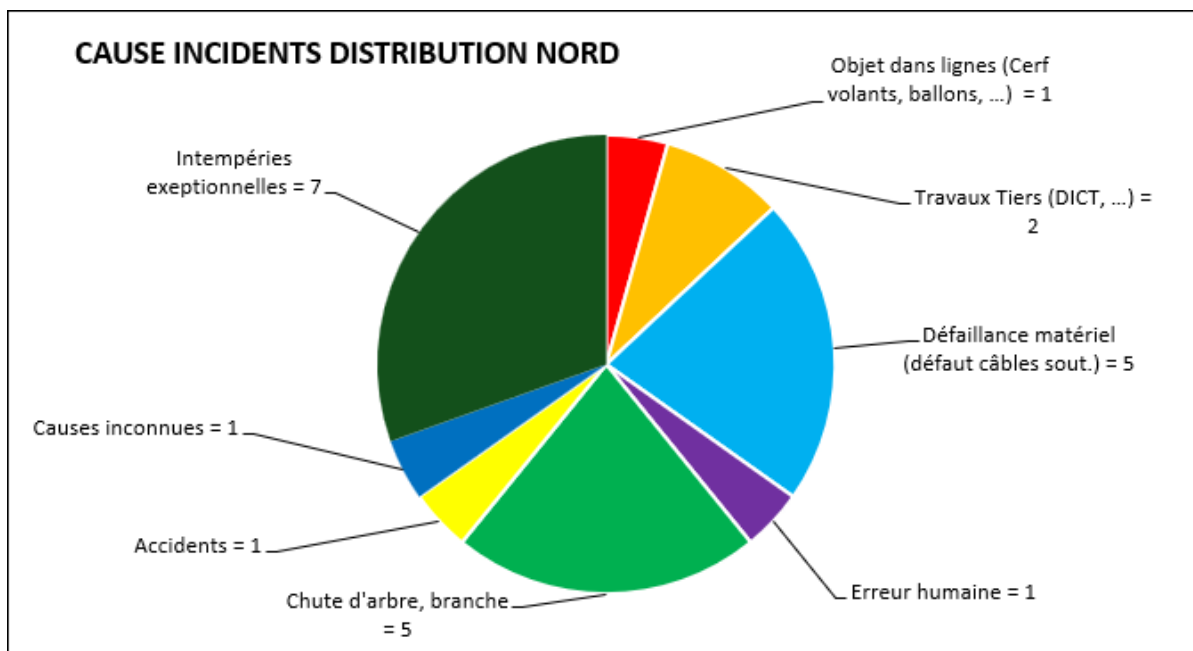
Origine production :



Origine Distribution :



L'année 2024 a été marquée par des incidents sur le réseau de distribution Nord qui ont impacté le Temps Moyen de Coupure d'origine Distribution avec 1h03 minutes comparées à 19 minutes en 2023. La répartition des incidents de l'année 2024 indique que les principales causes d'incidents sont d'origines : matériels (câbles souterrains vieillissants ou endommagés), exogènes avec des incidents liés à la végétation (chutes d'arbres sur le réseau aérien) et surtout des incidents causés par la phase de fortes intempéries de février 2024.



Les efforts se poursuivent sur l'amélioration du renouvellement d'ouvrages de distributions (Génie civil, cellules HTA, câbles HT/BT souterrains, Transformateur DP...) et l'amélioration des organes télécommandés afin de réduire le TMC.

Incidents causés par les fortes intempéries :



Incidents causés par des défaillances matériels (ex défaut de câbles souterrains) :



Incidents causés par des accidents routiers :



3.3 - Réseau de distribution

- Achat de 2 groupes électrogènes sur remorques**

En 2024, EDT a reçu 2 groupes électrogènes sur remorques de 250kVA et a formé ses agents des équipes de distribution.

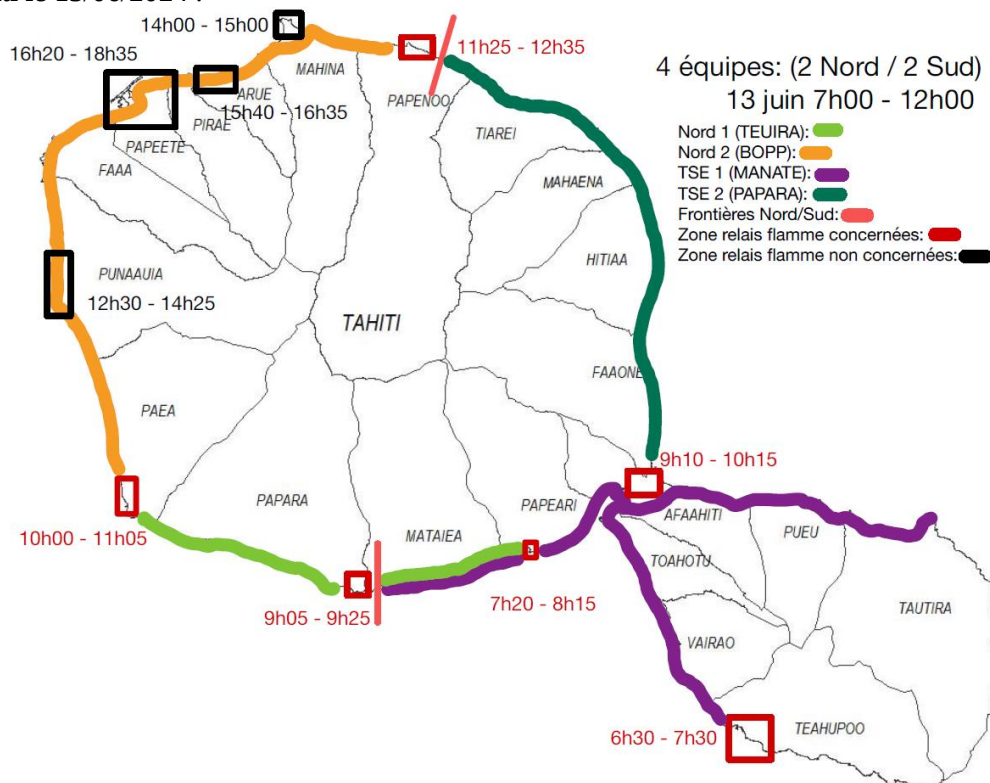
L'achat de ces 2 groupes électrogènes permet de renouveler une partie du parc des groupes électrogènes mobiles de EDT. Ces groupes sont utilisés lors de ruptures d'alimentation de certaines zones ne pouvant pas être réalimentés rapidement.



- Jeux olympiques et parcours de la flamme olympique :**

Lors des épreuves des jeux olympiques, des mesures particulières ont été prises par les équipes d'exploitations du réseau de distribution de EDT pour réduire au maximum les risques de ruptures d'alimentation et garantir une réactivité importante de nos équipes en cas d'incidents (arrêt des travaux pendant les périodes stratégiques, disponibilités de toutes les équipes d'exploitations pour réagir de façon optimale, disponibilités de toutes les entreprises de services du domaine, plan de répartition des équipes ...)

Exemple de plan d'organisation particulier mis en place pour le passage de la flamme olympique sur Tahiti le 13/06/2024 :



- **Réhabilitation des postes maçonnés de Distribution Publiques :**

Une grande campagne de réhabilitation des postes maçonnés de distribution publique a été lancée en 2021. Avant de lancer les travaux de reconstruction ou de rénovation de ces postes, une campagne de diagnostic structurel, détection de plomb et d'amiante a été lancée.

Chaque renouvellement de poste a fait l'objet d'une étude afin de déterminer les optimisations possibles à apporter sur le réseau.

- **Diagnostic amiante/plomb et structurels des postes de distribution**

A ce jour, 100% des postes de distribution publique du parc de Tahiti Nord ont été diagnostiqués.

Seuls 25 postes ont été diagnostiqués comme contenant de l'amiante. Un traitement spécifique a été immédiatement mis en place pour permettre l'exploitation des ouvrages situés dans ces locaux contaminés. Une campagne a été lancée visant à désamianter les postes contaminés ou procéder à des travaux d'encapsulage afin de protéger les agents d'intervention.

- **Réhabilitation du génie civil des postes :**

Ces travaux ont consisté en différentes opérations :

- ✓ Réparation des bétons altérés de la sous-face de dalle et voiles,
- ✓ Démolition et reconstruction de la dalle du local OPT,
- ✓ Mise en œuvre d'une imprégnation inhibitrice de corrosion en sous-face de dalle,
- ✓ Ravalement des intérieurs,
- ✓ Ravalement de l'extérieur sur l'ensemble des façades, reprise des peintures sur les portes d'accès du poste,
- ✓ Mise en œuvre d'un hydrofuge sur les façades y compris locaux extérieurs,
- ✓ Remplacement de l'étanchéité existante par une étanchéité bicouche
- ✓ Application d'une peinture anticorrosion blanche sur les tôles de couverture de fosses, calfeutrement des TPC à la mousse expansive dans le local comptage
- ✓ Remplacement de grille Arbel par des tôles et petites réparations des portes du local extérieur.

Le programme de rénovation des postes de distribution s'est poursuivi en 2024 et devrait s'achever en 2026.

A ce jour, 193 postes DP parmi les 300 postes maçonnés de Tahiti nord ont été rénovés ou réhabilités. Les postes ayant de graves problèmes structurels ont été reconstruits ou remplacés par des LR71.

- **Traitement des non-conformités et maintenance corrective sur les équipements des postes de distribution publiques :**

Bilan du renouvellement de l'année 2024

Renouvellement	Equipement	Quantité
Renouvellement réseau aérien	Poteau BT Composite	393
	Poteau HTA composite	80
	Transfo H61 et armements	31
Renouvellement équipements de postes	Coffret télécommande	8
	Transfo H59	4
	TUR	23
	Tableau HTA	3
	LR71/D22	3

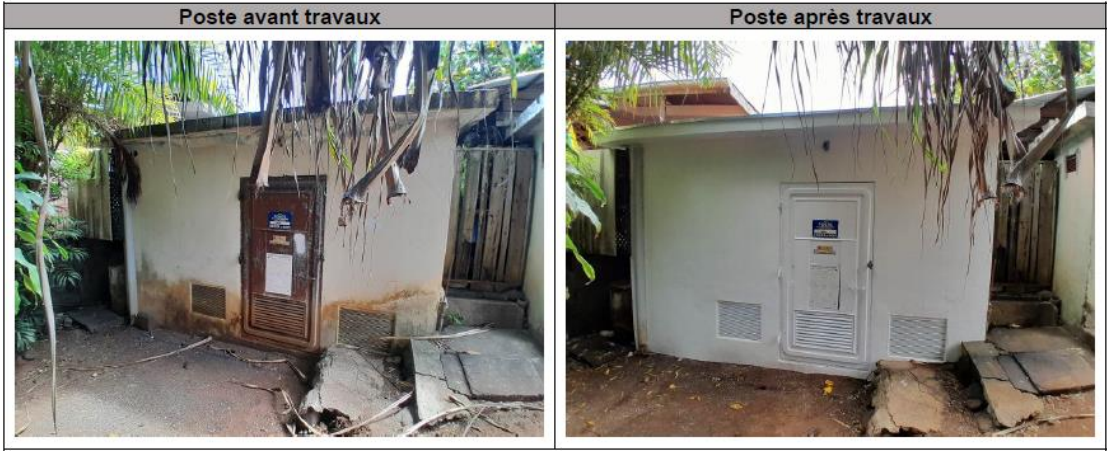
Poste N0101 – Papeete – Désamiantage et réhabilitation du bâtiment



Poste I0101 – Pirae – Désamiantage et réhabilitation du bâtiment



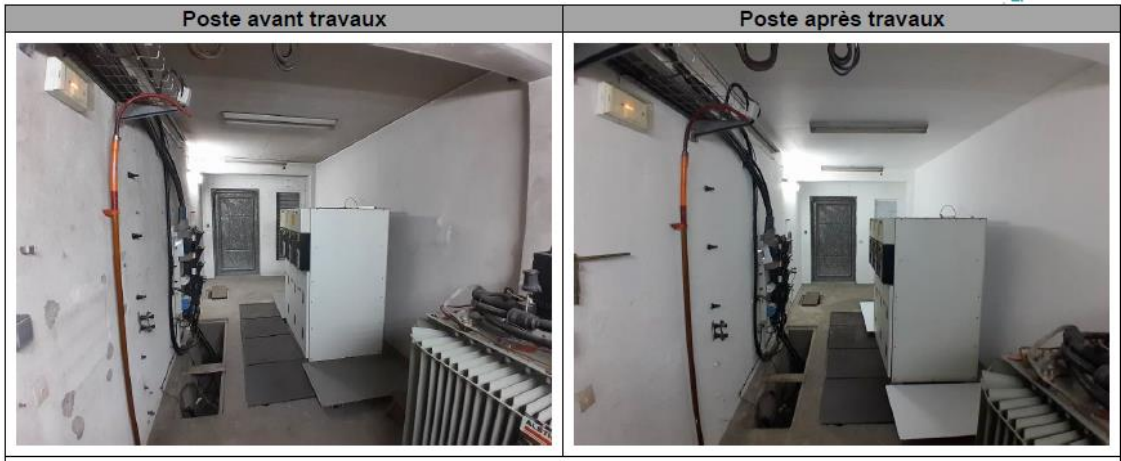
Poste 00N0007 – Faaa – Désamiantage et réhabilitation du bâtiment



Poste 00N0014 – Papeete – Désamiantage et réhabilitation du bâtiment



Poste 00S0109 – Papeete – Désamiantage et réhabilitation du bâtiment



Poste 00A0320 – Arue – Désamiantage et réhabilitation du bâtiment



- **Renouvellement des câbles HTA souterrain :**

Renouvellement d'environ 7.5km de câble HTA souterrain selon le plan de renouvellement des réseaux.

Renouvellement du câble hta souterrain - feeder RDP Mont & RDP MER - entre le poste ODT Maeva et St. Hilaire - rdo - faa'a



Renouvellement du câble HTA souterrain - ZONE 11ABIS & Zone 23 - FEEDER RDPMONT - LOTISSEMENT LOTUS + ZONE 4A - Feeder PUNAVAI - Lotissement PUNAVAI MONTAGNE PUNAAUIA



ROUTE DE PUURAI



RENOUVELLEMENT HTA SOUT ZONE 162 LYCEE SAINT-JOSEPH



RENOUVELLEMENT HTA SOUTERRAIN ZONE 189 FEEDERS ARUE 4 & PIRAE 1 - AVENUE GEORGES CLEMENCEAU



Séparation entre transformateurs – Centrale Thermique Émile Martin – Zone - industrielle de la Punaruu :



Une étude par un bureau d'étude a démontré que les murs de séparation des transformateurs dans la centrale de Punaruu ont des problèmes structurels. Dans le cas d'effort combiné vent (cyclone) et/ou un incendie sur les ouvrages, les murs pourraient s'effondrer très rapidement.

Un projet de réhabilitation de ces murs aux normes anti-feu et un renforcement structurel est prévu. Les études ont commencé et les interventions débiteront à partir de 2025.

- **Contrat Eclairage Public**

Récapitulatif des contrats et marchés pour l'éclairage public sur l'île de Tahiti :

✓ 3 Communes sous contrats d'entretien :

- PUNAAUIA : contrat signé 12/2021 pour 4 ans (fin contrat 12/2025)
- ARUE : nouveau contrat signé le 17/01/2025 pour 4 ans (fin contrat 12/2028)
- TAIARAPU EST : nouveau contrat signé le 30/03/2023 pour 4 ans (fin contrat 29/03/2027)
- PAEA : contrat arrivé à échéance le 31/12/2024. En cours de négociation pour un nouveau contrat.
- FAA'A : contrat arrivé à terme fin 2022. Proposition d'un nouveau contrat pour 2025 sur 4 ans. En attente de décision de la Commune.

✓ 2 Clients privés sous contrats d'entretien :

- Lotissement ERIMA : 2^e et dernière année de contrat (fin contrat le 31/12/2025).
- ZI PUNARUU : contrat de 5 ans (fin contrat 31/12/2027)
- ADT : contrat arrivé à échéance le 31/12/2024. Contrat non renouvelé car réseau EP souterrain vieillissant et pas d'investissement prévu par le client dû à la fin de concession de l'ADT.
- TE TAVAKE : contrat arrivé à échéance le 31/12/2024. Contrat non renouvelé car réseau EP souterrain vieillissant

✓ Rénovation de l'EP de la commune de PAPEETE :

- 2 marchés signés fin 2024 pour la rénovation de l'EP de PAPEETE Centre - phase 4,
 - Marché n° 2024/23 pour un montant de 19.1 MCFP TTC pour 74 points lumineux + 5 armoires de commande
 - Marché n° 2024/28 complément pour un montant de 24.1 MCFP TTC pour 111 points lumineux

✓ Rénovation de l'EP de la commune de PAEA :

- 1 marché signé en octobre 2024
 - Montant du marché : 33.8 MCFPHT
 - 298 points lumineux et 14 armoires de commande

✓ Communes hors contrat :

Pour toutes les autres communes de Tahiti, nous les traitons au cas par cas, sous forme de devis ou de bon de commande.

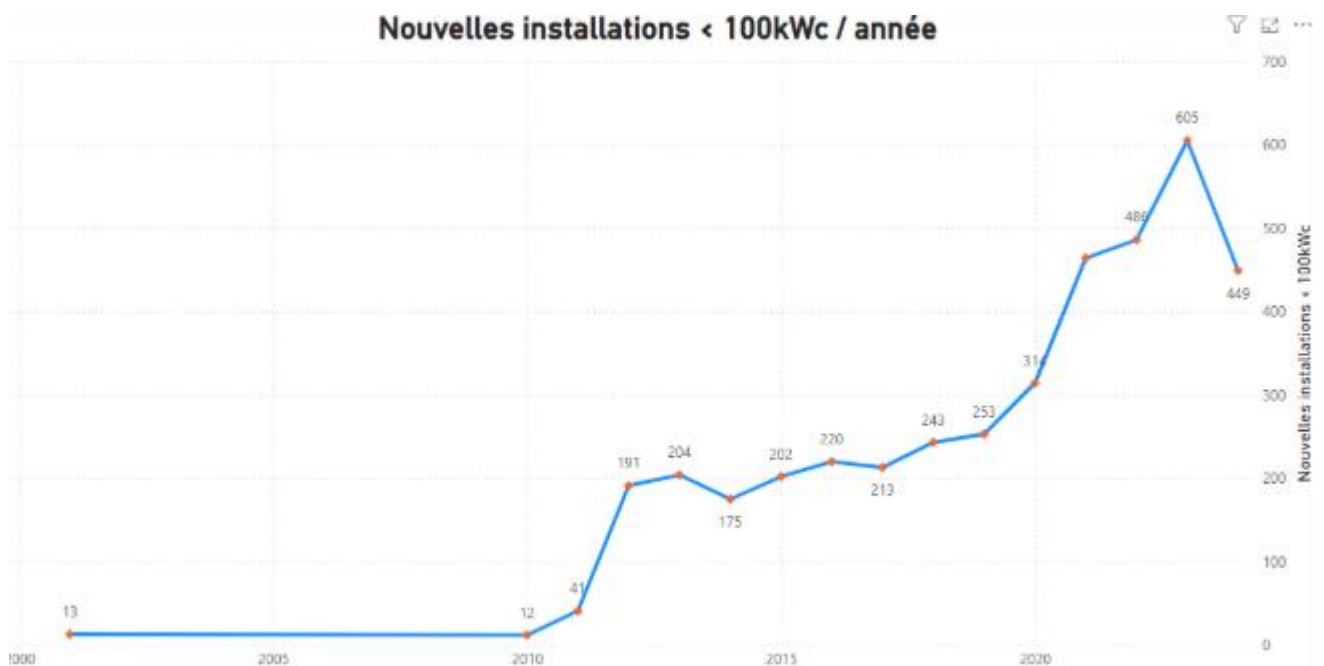


3.4 - Transition énergétique

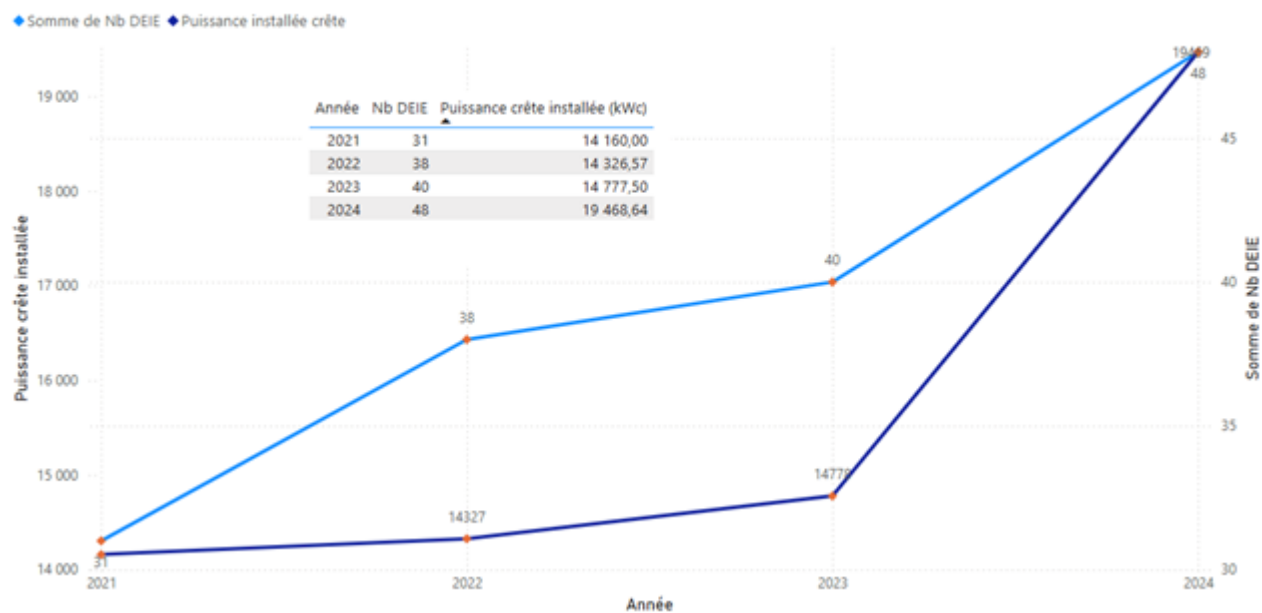
Avec une augmentation significative de la puissance solaire (58 MWc de PV fatal et 30 MW de PV stocké en 2024), Putu Uira est sollicité afin de contribuer au lissage solaire en complément de la TAC sans remettre en cause ses fonctions primaires de réserve tournante et de stabilisation du réseau.



Evolution du PV Fatal



Evolution PV fatal avec DEIE depuis 2021



Emplacement des Installations sans DEIE



Emplacement des installations avec DEIE

Putu Uira



Depuis sa mise en exploitation en 2023, Putu Uira a un taux de disponibilité de 100% et a prouvé son efficacité sur les déclenchements des groupes thermiques :

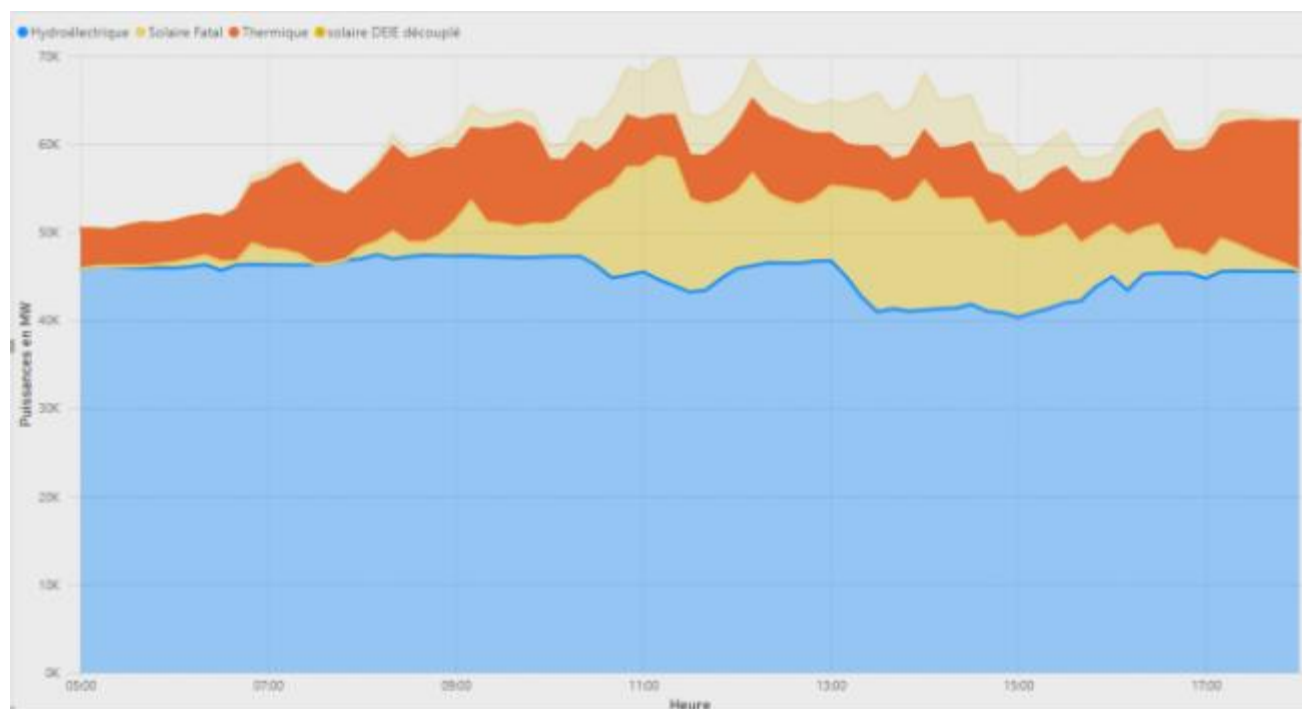
- Comparaison sur 4 années des conséquences sur la clientèle lors d'un déclenchement d'un groupe thermique :

	2021	2022	2023	<u>2024</u>
Nombre de déclenchement sans incident clientèle	2	4	15	<u>16</u>
Nombre de déclenchement avec incident clientèle	10	8	3	<u>0</u>
Puissance totale coupée (MW)	59.9	23.8	8.3	<u>0</u>

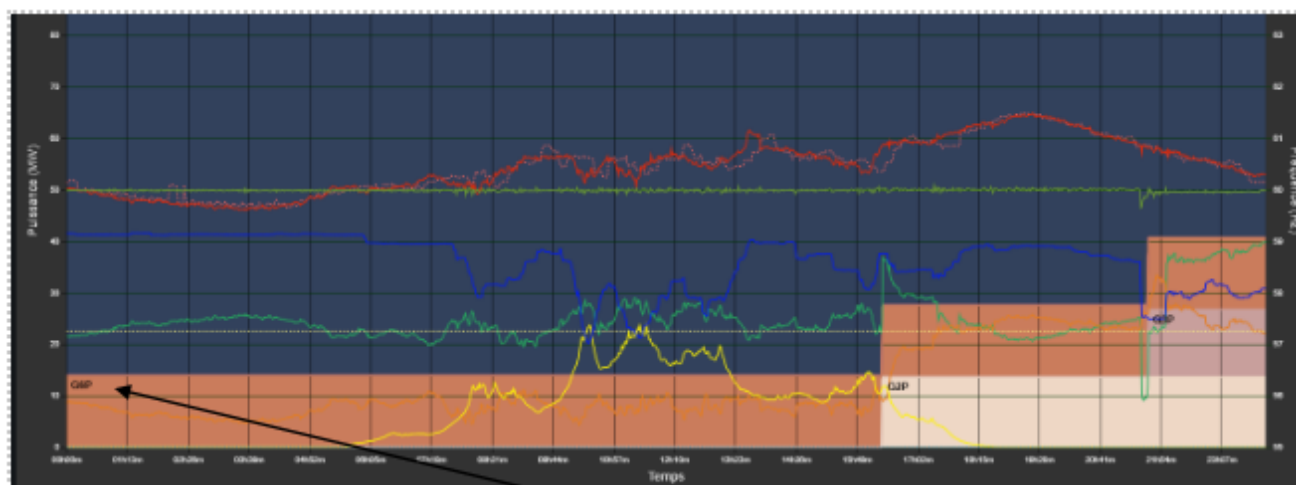
Cette comparaison est faite sur des déclenchements de groupe thermique à plus de 6MW de production. Nous pouvons observer une nette amélioration de l'exploitation de Putu Uira. En 2023 sur les retours d'expériences au sujet des déclenchements avec incident clientèle, nous avons amélioré nos paramètres d'exploitation.

Avec l'augmentation du PV fatal (58 MWc fin 2024) et la mise en service des producteurs solaires avec stockage (30MWc), nous avons réalisé, le 14/12/2024, des découplages de centrales solaires fatales et écrêté les 4 centrales PV stockés en raison de la capacité d'écoulement insuffisante du réseau, conformément à l'arrêté 62 CM du 22 janvier 2021 et avec l'accord du responsable d'équilibre.

	2021	2022	2023	<u>2024</u>
Nombre de découplage dans l'année	2	1	0	<u>1</u>
Energie Perdue (MWh)	45,3	44,6	0	<u>67,6</u>



- Il participe à la baisse de la sollicitation au démarrage des groupes de la Punaruu pour des phases courtes (pointes du weekend par exemple).



Fonctionnement avec 1
groupe thermique

Le maintien de ces 5MWh en continu et disponible 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, est énergivore (environ 13kWh pour 1 kWh fourni au réseau).

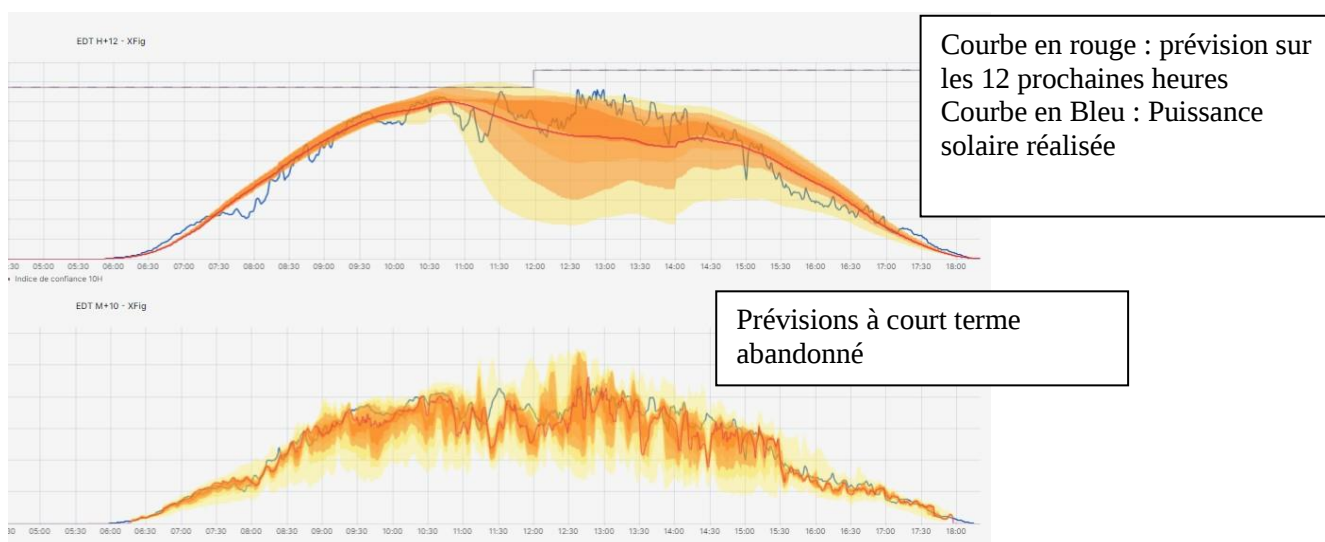
Année	2023	2024
Fourniture au transport (kWh)	55 900	60 700
Consommation des auxiliaires (kWh)	759 700	787 500

- La prévision solaire à long terme

Afin d'optimiser le placement des moyens de production et pour répondre à son rôle de Gestionnaire de l'équilibre de l'énergie du réseau de Tahiti, EDT ENGIE a mis en place, avec l'aide d'une société métropolitaine Steadysun, un système de prévisions de production solaire.

- ✓ Des prévisions pour les 12 prochaines heures actualisées toutes les heures, un service basé sur des modèles météorologiques, d'images satellite (SteadySAT) et en intégrant de plus en plus de l'IA.

Nota : les prévisions à court terme ont été abandonnées. Les résultats étaient peu fiables. Cependant l'observation des caméras sont toujours utilisées par le dispatcheur afin de contrôler le mouvement de la couche.



Courbe en rouge : prévision sur
les 12 prochaines heures
Courbe en Bleu : Puissance
solaire réalisée

Prévisions à court terme
abandonné

Pour compenser l'arrêt de la prévision à court terme (l'image ci-dessus), un système de lissage du PV fatal par la TAC de Vairaatoa a été mis en place. Ce système mis en place et testé fin 2023 étant très concluant a été mis en exploitation en 2024.



3.5 - Le Service Gestion des énergies

Avec l'augmentation de l'énergie solaire (Fatale et Stockée), le dispatcheur doit s'adapter et doit revoir en permanence le placement de l'énergie en favorisant l'ENR.

• Le Dispatching

L'équipe du Dispatching gère le réseau de distribution électrique et est le gestionnaire du placement de l'énergie depuis le 1er janvier 2022.

Grâce à cette équipe, le courant passe, à chaque seconde. 24h/24, le dispatching garantit à tous l'accès à une électricité sûre, durable et économique en pilotant en temps réel l'équilibre entre production et consommation d'électricité.

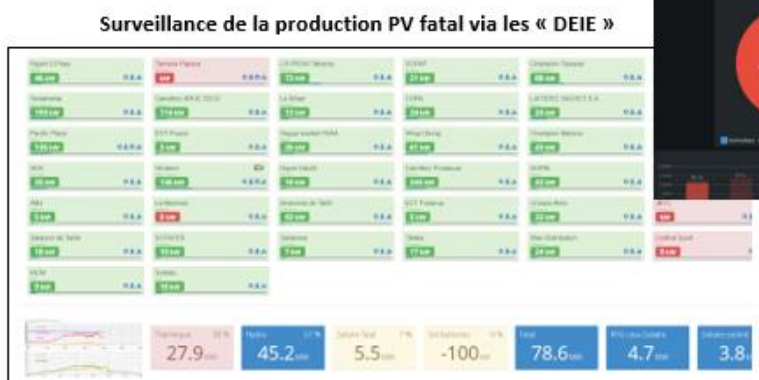
Le système électrique est, du fait de sa petite taille, intrinsèquement plus fragile que les grands systèmes interconnectés continentaux avec un risque de rupture plus important de l'équilibre instantané offre/demande, notamment à cause des variations brutales et de forte amplitude des EnR variables que l'on appelle PV fatal.

Pour satisfaire cette contrainte Production / Distribution, le dispatcher doit en permanence surveiller le réseau de Distribution qui consiste à :

- ✓ La réalisation des manœuvres sur le réseau de distribution (retrait d'installation électrique sur ordre du chargé de conduite d'EDT, manœuvre d'urgence),
- ✓ La gestion des incidents en temps réel (détermination de la meilleure stratégie de réalimentation des clients)
- ✓ La surveillance des contraintes en tension et transit sur le réseau et action en temps réel pour les lever
- ✓ L'anticipation des défauts pouvant impacter le réseau de distribution
- ✓ La gestion en temps réel des sollicitations des clients et de la maintenance
- ✓ La surveillance en temps réel des paramètres suivants :
 - La Réserve Tournante Globale (RTG), la fréquence et la Tension
 - Le Puissance solaire fatale et stockée
 - La Puissance hydraulique

Pour cela, le dispatcher a plusieurs outils en sa possession pour répondre au mieux à ces problèmes :

- Le système Mistral qui est une IHM pour les manœuvres des organes télécommandés sur le réseau (retrait d'installation électrique sur ordre du chargé de conduite d'EDT, manœuvre d'urgence, visualisation des flux d'énergie)
- Une supervision solaire communiquant avec toutes les centrales solaires de plus de 100kWc – Il a la possibilité de les découpler si la pénétration de l'énergie solaire venait à déstabiliser le réseau.
- Une supervision pour la conduite de PUTU UIRA
- La prévision solaire à long terme, basée sur des modèles météo
- Une supervision pour de l'aide au placement de l'énergie (Hono Ito) qui a été développée en 2023 et qui est accessible au public



• Le TCE

La cellule TCE assure :

- ✓ Le bon fonctionnement des postes de Distribution (maintenance des cellules, des transformateurs, des équipements de protection électrique du Réseau).
- ✓ La sécurisation de tout le réseau de Télécommunication. Ce réseau est constitué d'une infrastructure de Télécommunications permettant l'acheminement de l'ensemble des informations des postes de distribution nécessaires à la téléconduite (Mistral).
- ✓ La recherche de défaut des câbles sous-terrain en HT ou en BT

Hono Ito

Maintenance des cellules et Transformateurs des postes de Distribution

Les cellules



Contrôle des protections



Régénération de l'huile diélectrique d'un transformateur

Recherche de Défaut de câble sous terrain



Nombre de recherche de défaut de câble pour 2024 :

	Câble HT	Câble BT
Tahiti Nord	7	4
Tahiti Sud	0	3
Maupiti	1	0

Total	8	7
	15	

Le TCE réalise également des missions dans les îles pour des recherches de défaut de câble notamment.

3.6 - Achat d'énergie solaire en kWh par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	15,98 F/kWh	40F/kWh Electra
Tahiti Nord	961 501	2 505 706	1 333 682	16 487 051	138 816

3.7 - Raccordement solaire

	Total au 31/12/2024		Raccordements au cours de l'année 2024				
Concession	Nombre d'installations	Puissance raccordée (kWc)	CATEGORIE <= 10 kWc	CATEGORIE > 10 & < 36 kWc	CATEGORIE >= 36 & < 100 kWc	CATEGORIE >= 100 & < 400 kWc	Tarif de rachat XPF/kWh
TAHITI NORD	3 741	47 930	360	25	16	3	15,98

3.8 - Travaux significatifs et faits marquants

Technique - Production

- **VAIRAATOA**

Des chutes de blocs de béton ont été constatés au niveau du local incendie situé dans l'aile bureaux du bâtiment SDM3 de la Centrale de Vairaatoa.

Le bureau d'étude Structure IPSI ainsi que le LTPP ont été rapidement sollicités pour y effectuer des essais afin de déterminer l'ampleur des dégâts.

En attendant les résultats du diagnostic, la zone a été interdite d'accès et sécurisée. La coursive du trottoir passant sous le bâtiment concerné a été condamnée.

Cette situation dégradée nécessite un allègement de la structure en démantelant tous les équipements inutiles (toilettes, murs non porteurs, IPE oxydés d'encadrement).

L'étude pour le déplacement des installations de protection incendie a été lancée.



Pour les besoins de placement des énergies et d'accompagnement du solaire fatal, le quart de Vairaatoa a été étendu au WE, soit un quart de 5h à 22h du lundi au dimanche durant lequel un assistant est sur place pour le démarrage de la turbine.

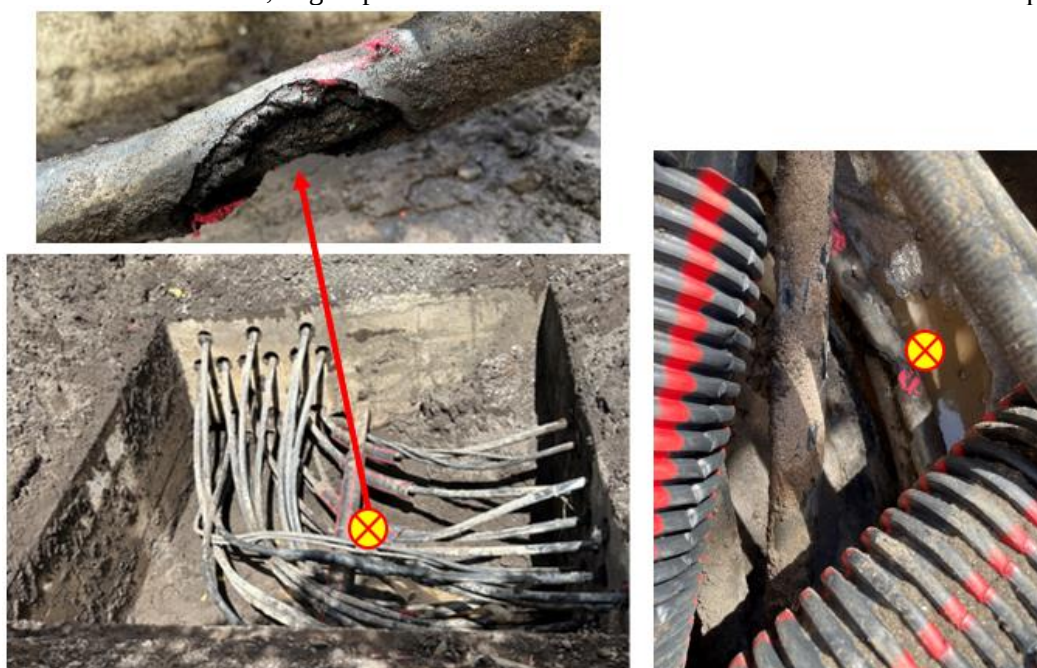
Un exercice POI s'est tenu en décembre 2024 afin de s'assurer du bon fonctionnement des installations et d'entraîner les agents à la gestion d'un incendie. L'exercice s'est bien déroulé, avec la participation de 3 casernes de pompiers et de la Direction de la Protection civile.



PUNARUU

Avaries sur moteurs

- Le 5 février, le groupe G6P a déclenché suite à un défaut d'un des câbles de puissance.



La Cellule TCE a été sollicitée pour rechercher le défaut de câble et permettre la réparation du câble.

Ce type de défaut s'étant déjà produit par le passé sur ces câbles, le chantier de remplacement de l'ensemble des câbles haute tension du G6P a été lancé pour fiabiliser la disponibilité de production de ce groupe.

Il sera profité du remplacement des câbles pour en modifier le cheminement et ainsi séparer les tracés des câbles du G5P et G6P. En attendant la fin des travaux prévue au 2nd semestre 2025, les groupes G5P et G6P ont été détarés à 14MW au lieu de 17MW pour éviter des défauts de câbles.



Le 5 juin 2024, le G2P a déclenché suite à la casse d'un clapet d'échappement dont les morceaux ont détérioré le turbo



Ciel de culasse B3 endommagé

Morceaux clapet échappement B3 retrouvé dans le cylindre



Clapet droit échappement B3 cassé

Piston B3 endommagé

C'est la 2^e fois que ce type d'incident se produit, le 1^{er} ayant eu lieu en novembre 2023.

Les pièces concernées sont des clapets de type stellite et de fourniture MAN. Les pièces cassées ont été envoyées à MAN pour analyse. En attendant les résultats de leur diagnostic, ce matériel a été proscrit.

- 4 avaries turbos ont eu lieu dans l'année qui consistaient en la casse des amortisseurs de paliers, et l'encrassement anormal et prématuré des ailettes turbine. Ces incidents ont eu lieu après des fonctionnements en-dessous des minima techniques, suite à des fluctuations solaires fatales importantes.



Suite à ces avaries et à des échanges avec les producteurs solaires et le Dispatching, les minima techniques sont respectés. Côté centrale, le lessivage gaz des turbos a été remis en place pour éviter un encrassement et déséquilibre des turbos. Il n'a plus été observé d'avarie turbo pour le moment.

- Le 26 septembre, lors de la manœuvre d'une nacelle pour le remplacement de luminaires centrale côté TEP, un dalot a cédé sur les câbles de puissances de 3 groupes.



La vérification de l'état des câbles a nécessité de lourdes manœuvres de mise en sécurité.

Les câbles ont été constatés intacts. Le dalot a été retiré.
Il est maintenant interdit de rouler sur les dalots.



Une signalisation au sol va être effectuée en 2025.

Tour de ruissellement du G1P

Le remplacement de la tour de ruissellement du G1P par des aéroréfrigérants s'est effectué en 2024. Le chantier a duré plus longtemps que prévu dû à des problèmes de génie civil principalement : formulation du béton, mauvaise qualité dans la réalisation par les prestataires. La mise en service est prévue fin février 2025 avec la remise en exploitation du moteur thermique G1P.



Chaudière d'appoint en eau surchauffée

L'eau surchauffée est actuellement produite grâce à la chaleur des gaz d'échappement des groupes en marche. Cette eau surchauffée est nécessaire au préchauffage des moteurs Wärtsilä et au bon fonctionnement des différentes centrifugeuses.

Pour une meilleure flexibilité, une chaudière d'appoint en eau surchauffée de 1 MW a été installée sur le réseau de distribution de la tranche 2.

Sa mise en service est prévue pour mars 2025.



RETROFIT PC4



PC4 (G1P / G2P / G3P)

En octobre 2024, les premières pièces des moteurs du programme Rétrofit sont parties des entrepôts du motoriste. La livraison est prévue au 1er trimestre 2025.

Trois conteneurs contenant plus de 60 tonnes de pièces mécaniques d'origine MAN (Culasses, pistons, chemises, enveloppes d'eau ...) doivent arriver.

Ces pièces sont destinées au moteur G2P de la Centrale de Punaruu, qui sera le premier des 4 groupes PC4 à bénéficier du programme Rétrofit. Le démarrage du chantier est prévu au 2nd semestre 2025.

Le Rétrofit des PC4, c'est la fiabilisation et la modernisation des groupes PC4 qui permettront d'assurer la fin de concession en 2030 avec des installations opérationnelles et innovantes.

Quelques chiffres clés :

- 4 moteurs PC4 à rétrofiter
- Durée d'un rétrofit : 1 an minimum
- Budget Total Rétrofit : 4,1 milliards CFP
 - Dont Elec : 1,7 milliards CFP
 - Dont Méca : 1,9 milliards CFP

- Renouvellement des cellules HTA

Dans le cadre du rétrofit, il a été acté le remplacement des cellules HTA des groupes PC4.

En effet, ces cellules datent de l'installation des groupes (de 1985 à 1994) et présentent un état d'obsolescence très avancé, sans pièces de rechanges.

Chaque groupe possède quatre cellules qui permettent le transfert d'électricité entre l'alternateur du groupe et le réseau de transport du poste source de la Punaruu.



Un appel d'offre a été lancé en fin 2023 auprès de Schneider Electric, Siemens et ABB et s'en est suivi une période de négociations et clarifications.

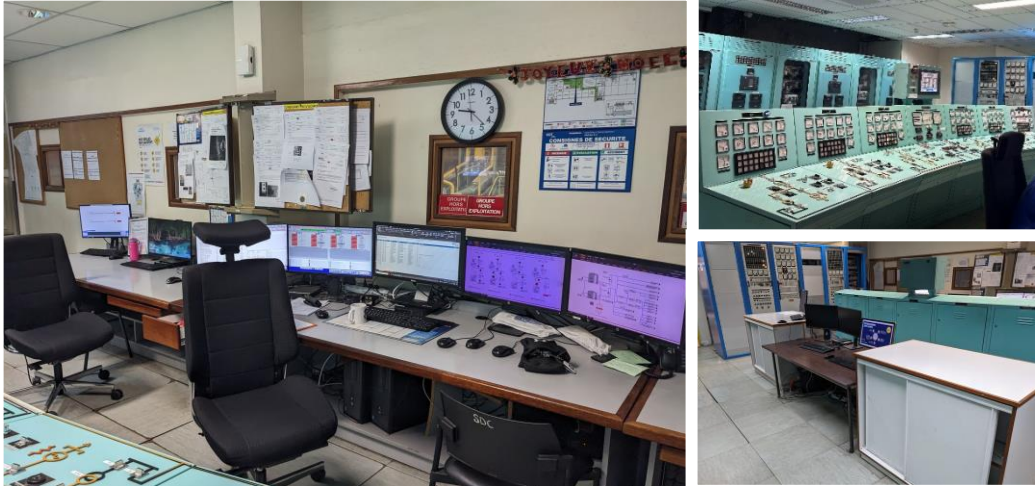
Le contrat d'achat a été finalisé et signé en août 2024 avec le fournisseur le mieux-disant : Schneider Electric pour un montant total de 50 MCFP50M XPF.

De plus, afin de réduire notre impact environnemental, il a été décidé d'opter pour le remplacement de nos cellules fonctionnant avec du SF6 (gaz à effet de serre fluoré) par des cellules et disjoncteurs à coupure sous vide.

Les cellules seront livrées sur site courant mai 2025 et seront installées progressivement lors des arrêts moteurs pour les travaux de rétrofit.

- Renouvellement du contrôle commande

Le contrôle commande se définit comme l'ensemble des systèmes permettant la gestion et la supervision des ouvrages de la centrale. Ces systèmes sont installés principalement dans la salle de commande qui a été inauguré en 1986.



Salle des commandes actuelle

Au fil des années, l'ajout de moyens de productions et d'auxiliaires associés a progressivement encombré la salle de contrôle, la rendant non ergonomique pour les équipes de quart et générant beaucoup de coactivité lors des maintenances des armoires électriques.

Le projet de renouvellement du contrôle commande vise à :

- repenser le système de contrôle commande dans son ensemble
- mettre à niveau le réseau informatique industriel en remplaçant les équipements et logiciels obsolètes
- remplacer les matériels obsolètes (ex : pupitres, indicateurs analogiques, commutateurs)
- automatiser certains processus
- réaménager la salle de contrôle pour limiter la coactivité avec les équipes de quart

L'appel d'offres a été lancé en début d'année et des visites obligatoires ont eu lieu en mai 2024 pour un montant total de 490 MCFP490M XPF.



Le démarrage des travaux est prévu lors du premier rétrofit du groupe G2P.

Sécurité

Un programme de coaching sécurité des managers de la Centrale a été lancé en 2024, afin de renforcer l'accompagnement des équipes et des sous-traitants dans une culture sécurité de plus en plus exigeante.



Un séminaire rassemblant une 50aine de prestataires de la Centrale a été organisé et animé par l'encadrement du service. L'objectif était de partager la culture sécurité d'EDT et le même vocabulaire lié à la sécurité.



Un audit des espaces confinés de la Centrale de Punaruu a été lancé en 2024 afin de recenser tous les espaces confinés de la Centrale et d'y mettre les procédures pour maîtriser ce risque alors peu connu jusqu'à présent. Tous les agents de la Centrale ont suivi la formation Espaces confinés.



4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- 4.1 Principe de la comptabilité appropriée
- 4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique
- 4.3 Comptes de la concession
- 4.4 Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et Produits comptabilisés
- 4.5 Annexes

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 2015 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française.

L'arrêté 725 CM du 21 mai 2024 a mis à jour et précisé les conditions de présentation des rapports annuels des délégataires.

Les comptes y sont présentés par activités (production, distribution, ...), par type de dépenses (maintenance, conduite et fonctionnement ...) et par chapitre (achat, sous-traitance, main œuvre), séparant ce qui est récurrent de ce qui ne l'est pas.

La marge de l'entreprise est présentée par activité, en marge brute d'une part puis en marge nette pour mettre en évidence la part revenant aux actionnaires.

Les grands principes qui la régissent sont :

- 1) La séparation des contrats de délégation
- 2) La séparation des activités du contrat de délégation
- 3) Le principe du coût réel constaté
- 4) Le principe de la prééminence de l'imputation directe
- 5) La non-compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière
- 6) La justification du périmètre de charges
- 7) La permanence des méthodes retenues dans la détermination du périmètre de charge
- 8) Les principes relatifs à la méthode économique des charges calculées
- 9) Les opérations effectuées avec les parties liées
- 10) L'identification des contrats à long terme
- 11) Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées
- 12) Objectivation de la marge du délégataire par activité
- 13) Présentation de l'écart entre le revenu autorisé prévisionnel et le chiffre d'affaires réalisé
- 14) Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité en charge du contrôle de la concession des coûts présentés

4.1.1 La séparation des contrats de délégation

A l'exception des services mutualisés pour des raisons de coordination et d'efficience à savoir les fonctions de direction générale, les fonctions administratives et certains services techniques à forte valeur ajoutée, chaque concession possède ses propres moyens.

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur l'île de Tahiti.

Comptablement les dépenses engagées au bénéfice d'une concession y sont toujours directement affectées.

4.1.2 La séparation des activités du contrat de délégation

La comptabilité analytique ou métier servant d'outil de pilotage à l'entreprise individualise depuis de nombreuses années les dépenses par concession et par métier.

L'avenant 17 modifiant les conditions de rémunération du concessionnaire a permis l'obtention d'une rémunération spécifique à chaque concession et à chaque activité permettant à partir de l'exercice 2015 d'afficher une marge par concession et par activité.

Les règles de la « comptabilité appropriée » adaptées au métier n'ont que très peu modifié la découpe des activités, elles ont néanmoins imposé de ressortir sur Tahiti la fonction de dispatching et plus généralement une activité de fourniture d'énergie regroupant l'achat d'énergie avec la gestion de clientèle.

Comptablement les dépenses engagées au bénéfice d'une activité y sont toujours directement affectées.

4.1.3 Le principe du coût réel constaté

Certaines dépenses comme la main d'œuvre, non directement affectables, sont réparties sur les activités et ou chantiers sur la base des pointages journaliers et de taux horaires prédéterminés.

Les écarts constatés en fin d'exercice entre les coûts réels et les coûts imputés sont réinjectés dans les activités concernées pour qu'au final ce soit la charge réelle qui soit imputée.

Il en est de même pour toutes les dépenses intégrées en cours d'année par l'intermédiaire de coût standards et notamment de toutes les dépenses accessoires à la main d'œuvre (outillage, véhicules, coûts d'implantation, encadrement...).

4.1.4 Le principe de la prééminence de l'imputation directe

Dans le respect de ce principe, toute dépense engagée au bénéfice d'une concession ou d'une activité y est toujours directement affectée.

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre. Sur Tahiti Nord, en 2024 :

- Les imputations directes concernent 84% du total des dépenses de la concession de Tahiti Nord. Elles trouvent leurs origines dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- Les 16% restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, exploitation réseaux Tahiti, des services de back office clientèle.

TAHITI NORD	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	84%	0%	84%
Frais répartis sur la concession	11%	5%	16%
Total	95%	5%	100%

4.1.5 La non-compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière

Les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat à l'exception des postes suivants :

PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE

Les autres coûts de production d'électricité d'origine thermique comprennent :

- des produits à recevoir pour 46 552 178 CFP au titre des coûts d'avaries survenues sur les groupes G2, G7 et G8 et dont les charges associées s'élèvent à un total de 58 649 307 CFP ;
- des produits de transfert de charges pour 72 845 218 CFP en lien avec les loyers de défiscalisation du générateur virtuel PUTU UIRA comptabilisés en charges pour même montant ;
- des produits de transfert de charges pour 261 627 CFP au titre de la maintenance de la centrale ;
- des reprises de provision pour 38 694 545 CFP au titre des travaux engagés pour le démantèlement de la centrale de la Vairaatoa ;
- des reprises de provisions pour 9 447 875 CFP au titre des franchises d'assurance liée aux avaries survenues sur les groupes G7 et G8 ;
- des reprises de provisions pour 5 380 040 CFP au titre des études du site de production 3.

Les autres coûts de conduite de fonctionnement comprennent une reprise de provision pour dépréciation de stock pour 31 187 125 CFP. Une provision pour dépréciation de stock a été comptabilisée pour 58 792 222 CFP.

- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 611 480 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 4 566 978 F.

A noter que ces montants représentent la quote-part des coûts du processus "production thermique Tahiti" affectée à Tahiti Nord.

La quote-part affectée au Sud se retrouve sur la rubrique "Coûts sur revente énergie".

CHARGES VARIABLES DE PRODUCTION

Les autres coûts de maintenance comprennent une reprise de provision pour révision des groupes pour 74 031 805 CFP. Une dotation pour provision révision des groupes a été comptabilisée pour un total de 328 286 073 CFP.

DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

- Les autres coûts de conduite et fonctionnement comprennent des produits pour un total de 39 265 547 CFP dont 31 993 295 CFP de reprise de provision pour dépréciation de stock de marchandises. Des provisions pour dépréciations de stocks de marchandises ont également été dotées pour 33 386 875 CFP.
- Des produits de transferts de charges s'élèvent à 6 272 096 CFP dont 6 157 538 CFP concernant une régularisation de chantier comptabilisés en charges pour même montant.
- Une reprise de provision de 1 000 000 CFP au titre de litige commercial a été constatée.
- Les autres coûts directs comprennent des produits au titre des prestations effectuées pour 340 347 CFP.
- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 88 997 536 CFP.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 5 778 214 CFP.

GESTION DE CLIENTELE

- Les autres coûts de fonctionnement comprennent une reprise de provision pour dépréciation clients de 178 894 008 CFP. La provision a été dotée pour 185 183 486 CFP.
- Les autres coûts de fonctionnement comprennent des produits divers de gestion courante pour un total de 333 598 CFP.
- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 1 949 538 CFP.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 1 382 699 CFP.

DISPATCHING

- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 4 599 CFP.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 332 771 CFP.

FOURNITURE D'ELECTRICITE

- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 67 509 CFP.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 221 593 CFP.

* Coûts des frais de siège : les produits inclus dans les coûts des frais de siège sont essentiellement des reprises d'indemnité de départ à la retraite, de reprise de provision pour risques.

Coûts des fonctions support : les produits inclus dans les coûts des fonctions support sont essentiellement des reprises d'indemnité de départ à la retraite, et de produit de cession d'éléments d'actif, et de remboursement du fonds paritaire de gestion.

4.1.6 La justification du périmètre de charges

La structure de la comptabilité analytique correspond à l'organisation de l'entreprise permettant la connaissance parfaite des dépenses engagées par chaque service.

Pour sa part, l'organisation de l'entreprise répond à diverses contraintes :

- la contrainte métiers avec des responsables « techniques » par métier
- la contrainte contractuelle avec la gestion d'un patrimoine important (centrales et réseaux) confié à l'entreprise pour l'exécution d'un service de qualité ce qui nécessite des responsables pour chaque contrat de concession, sous tous leurs aspects à savoir qualité de service, gestion budgétaire, sécurité etc...
- les contraintes de la taille des exploitations et de l'isolement géographique qui obligent à la superposition d'un maximum de moyens sur place dans les îles avec l'existence de services mutualisés à forte valeur ajoutée, ce qui permet d'améliorer l'efficacité et d'optimiser les dépenses.

Il ressort de cette organisation que les périmètres de charge sont parfaitement définis.

Production :

- Les immobilisations de production sont contenues à l'intérieur des centrales, la frontière avec :
 - Le transport (Tahiti) sont les connexions des têtes de câbles des liaisons transformateur avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport ;
 - La distribution (îles) sont les bornes « aval » des transformateurs élévateurs.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de fonctionnement et d'entretien sont imputées centrale par centrale

Dispatching et conduite du réseau :

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un service dispatching spécifique doté de moyens propres (locaux, immobilisations et personnels), ce service d'une dizaine de personnes fonctionne 24h sur 24h.
- Dans les autres îles, cette fonction est assurée en astreinte par l'exploitant, ses coûts ne sont pas différenciés.

Transport :

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un réseau de transport lequel fait l'objet d'une délégation de service public confiée à la TEP, ses moyens sont distincts de ceux d'EDT.
- Ce réseau qui relie les centres de production au réseau de distribution a pour frontière la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs production, situées en sortie de centrale, avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport, et à l'autre bout, la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs de distribution avec les bornes « aval » des disjoncteurs du transport pour l'île de Tahiti.
- L'avenant 17 formalise l'accord d'EDT pour homogénéiser ses frontières et intégrer dans ses actifs des transformateurs rattachés historiquement à la concession de Transport.

Distribution :

- Les immobilisations de distribution sont composées de lignes et de transformateurs, la frontière avec le transport (Tahiti) ou la production (îles) sont claires telles que définies ci-dessus.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps.
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation.

- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée.

Gestion de clientèle :

- En dehors des très petites exploitations ou la polyvalence s'impose, les moyens affectés à la gestion de la clientèle sont spécifiques à cette activité, ils sont composés de personnel au contact des clients ou « front office » situés dans les concessions et d'un important service de « back office » mutualisé comprenant la facturation, la comptabilité client, la relance, l'agence en ligne.
- Les personnels polyvalents que l'on retrouve dans les petites îles notamment pour la relève des compteurs voire dans les très petites îles pour l'accueil clients voient leurs coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

A une écriture de comptabilité générale peuvent être associées une ou plusieurs écritures analytiques qui précisent le(s) centre(s) de coût et le(s) eOTP concernés.

L'eOTP est la combinaison d'un chantier et d'un bien, le bien permettant de préciser « sur quoi » on travaille : tel groupe de puissance d'une centrale de production, tel élément du réseau de distribution, tel barrage, telle agence de clientèle....

L'eOTP permet d'affecter une concession, une activité et un processus à l'écriture. Les centres de coûts permettent de connaître la fonction concernée en cas d'imputation directe. Ils sont aussi le support des imputations indirectes

4.1.7 La permanence des méthodes retenues dans la détermination du périmètre de charge

Aucun changement de méthode n'a été opéré sur l'exercice.

Les adaptations liées aux évolutions d'organisation suivantes sont intervenues en 2024 :

- Création d'une Direction Métier et Performance (DMP) en charge des grands projets EDT et de l'exploitation de Marama Nui
- Création d'une Direction Des Opérations (DDO), responsable de l'ensemble des exploitations EDT, TSE, EDP et EDM
 - Nouvelle évolution des services supports aux îles, suite à la fin des concessions des Marquises et modification des clés utilisées pour les cellules expédition et sécurité (pointage des agents)
 - Exploitation thermique : création des cellules
 - Pôle expertise Exploitation
 - Bureau d'études
 - Gestion du patrimoine : création des cellules
 - Gestion PMT distribution
 - Expertise technique réseau

4.1.8 Les principes relatifs à la méthode économique des charges calculées

Dans le cadre des principes de la « comptabilité appropriée », le concessionnaire a mis en place en 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- Elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement.
- Elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

Cette méthode a été validée dans la cadre de l'avenant 18b et est conforme au point 218-6 de l'arrêté 725 CM du 21 mai 2024.

L'engagement de l'entreprise auprès de ses salariés fait l'objet d'une provision pour indemnité de départ à la retraite.

Depuis 2020, le calcul des engagements de retraite a été confié à une entreprise spécialisée, se traduisant par une réévaluation du besoin global de l'entreprise de 775MCFP CFP lequel s'est traduit dans les comptes de la concession par une majoration des dotations annuelles correspondant aux effectifs y affectés.

4.1.9 Les opérations effectuées avec les parties liées

Une entreprise est considérée comme liée à une autre lorsqu'elle est susceptible d'être incluse par intégration globale dans un même ensemble consolidable. Les coûts sont hors contribution pour la solidarité.

Engie

Libellé	Description	XPF
Convention d'assistance	La société ENGIE SA s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	93 012 882
Assurance	EDT bénéficie de couvertures d'assurance multirisques et Responsabilité Civile souscrites par le groupe ENGIE. Chaque année, ENGIE refacture à EDT sa quote-part, à hauteur des risques assurés	96 355 928

Marama Nui

Libellé	Description	XPF
Achat de l'hydroélectricité.	EDT achète de l'hydroélectricité à MN, au prix de 12,06 xpf /kwh avant le 1er mars 2016 puis les tarifs ont changé par vallées soit 10 xpf pour Vaihira, 12,66 xpf pour la Vaite, 13,18 xpf puis 13,65 xpf en sept pour Titaaviri, 10,10 xpf pour Faatautia, 14,05 xpf pour la haute Papenoo et 14,34 xpf pour la moyenne Papenoo.	2 366 431 128
Dispatching	Contrat de prestations techniques d'aide à la conduite entre MNui et EDT. L'aide à la conduite du réseau de distribution du SECOSUD intègre des activités de contrôle des flux depuis le réseau de transport, de respect des capacités nominale des ouvrages et de proposition d'adaptation du schéma du réseau aux diverses contraintes de continuité de service aux utilisateurs du réseau de distribution. Facturation sur la base d'un forfait actualisé annuellement	10 379 760

Electra

Libellé	Description	XPF
Contrat de mandat d'exploitation et maintenance	Il s'agit d'un contrat de mandant relatif à l'exploitation et la maintenance des installations photovoltaïques et éoliennes. Aucune rémunération n'est prévue au titre de ce contrat. Seuls les frais et charges afférents à l'exploitation et la maintenance des installations font l'objet d'une refacturation annuelle, sur présentation des justificatifs nécessaires.	786 450

Tahiti Sud Energie

Libellé	Description	XPF
Vente d'énergie	Contrat de fourniture d'énergie électrique au système de distribution publique d'énergie électrique du SECOSUD Facturé sur la base d'un forfait (P1 + P2 thermique actualisé tous les 2 ans) + coûts réels des énergies thermiques et hydro	1 369 697 268
Convention d'exploitation déléguée (art 7.1) - Dépenses engagées au titre de l'exploitation opérationnelle du réseau	Les prestations d'exploitations réalisées par EDT pour le compte de TSE sont refacturées à TSE au franc le franc, sur la base des charges réellement supportées telles que comptabilisées dans les comptes analytiques s'y rapportant.	298 872 494
Convention d'exploitation déléguée (art 7.2) - Travaux de modernisation et ou de renouvellement des ouvrages	Les travaux d'extention, de modification, déplacement, modernisation et/ou de gros entretien, renouvellement des ouvrages nécessaires à la poursuite de la bonne exploitation du réseau, exigent une compétence et des moyens dépassant ceux de l'exploitation courante. Ils sont réalisés sous forme de délégation de maîtrise d'ouvrage. Facturé au franc le franc, sur la base des charges réellement supportées telles que comptabilisées dans les comptes analytiques s'y rapportant.	168 019 300
Convention d'exploitation déléguée (art 7.4) - Rémunération prestations	En qualité d'exploitante déléguée, EDT est rémunérée au titre de ses prestations au taux de 2% des "dépenses engagées". Ces dépenses engagées correspondent : - à l'ensemble des charges de TSE à l'exception des achats d'énergie, la redevance transport TEP, du contrat de prestation techniques d'aide à la conduite (dispatching), des dotations aux amortissements et provisions, des frais financiers, de l'IS - aux dépenses comptabilisées directement en immobilisation le cas échéant, sans passer par un compte de charge	12 830 980
Dispatching - conduites	L'aide à la conduite du réseau de distribution du SECOSUD intègre des activités de contrôle des flux depuis le réseau de transport, de respect des capacités nominale des ouvrages et de proposition d'adaptation du schéma du réseau aux diverses contraintes de continuité de service aux utilisateurs du réseau de distribution Facturation sur la base d'un forfait actualisé annuellement	10 098 909
Exploitation déléguée: IDR salarié	En cas de départ en retraite d'un ancien salarié de TSE, les indemnités versées par EDT seront refacturées à TSE au prorata du temps passé dans chaque société; en contrepartie de cet engagement, TSE conservera à son bilan les indemnités de départ en retraite comptabilisées par elle même jusqu'à la prise d'effet de ce contrat.	1 007 027
NRJ du personnel	TSE refacture à EDT la part d'énergie au réel des agents dédiés au sud	10 469 457

Autres parties liées

Libellé	Description	XPF
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management facturé chantiers par chantiers sur la base de bons de commande	330 712 524
Polydiésel	Travaux sous-traités: production facturé chantiers par chantiers sur la base de bons de commande	7 959 267

4.1.10 L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

4.1.11 Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées

La notion de produits et charges non récurrents fait référence à l'ensemble des éléments ne rentrant pas habituellement dans le cycle normal d'exploitation, d'investissement ou de financement de l'opérateur. Les charges non récurrentes sont des charges de caractère exceptionnel qui n'ayant pas vocation à se reproduire les exercices suivants.

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

4.1.12 Objectivation de la marge du délégataire par activité

La présentation des comptes de la concession (voir paragraphe 4.3) permet de répondre aux demandes de l'arrêté 725 CM du 21 mai 2024

4.1.13 Présentation de l'écart entre le revenu autorisé prévisionnel et le chiffre d'affaires réalisé

Cf paragraphe 4.4.2 Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et Produits comptabilisés

4.1.14 Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité en charge du contrôle de la concession des coûts présentés

Cf paragraphe 4.3 Comptes de la concession.

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

4.2.1 Méthodologie d'établissement des comptes

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 82 % du total du bilan et sont obtenus par imputation directe par concession.

Les autres postes relatifs aux actifs circulants et dettes d'exploitation, lesquels ne représentent que 18 % du total bilan, sont répartis au prorata :

- du chiffre d'affaires des concessions concernées pour les autres créances qui n'ont pas été imputées directement sur la bonne concession ;
- des achats et ACE pour les comptes fournisseurs ;
- de la masse salariale pour les dettes sociales ;
- du nombre de kWh pour les dettes fiscales.

La différence apparaissant au niveau du bilan de chaque concession entre ses actifs et ses passifs constitue une situation de trésorerie (excédent ou besoin) portée dans la rubrique « Compte Courant du concessionnaire ». Elle sert au calcul des produits et charges financières, imputés à la concession considérée, sur la base des taux de marché.

Compte de résultat :

- Postes du compte de résultat

Suite à la mise en place de la comptabilité appropriée, plusieurs activités ont été définies.

On entend par activité le ou les métiers qu'exerce l'opérateur. L'activité désigne un ensemble de tâches ayant une **finalité externe** autre que sa propre réalisation. Les activités principales sont :

- *La production d'électricité d'origine thermique*
- *La production d'électricité d'origine hydraulique*
- *La production d'électricité d'origine photovoltaïque*
- Le *dispatching* consiste à assurer l'équilibre, à tout moment, entre l'offre pouvant être délivrée par les différentes sources de productions, et la demande des consommateurs finaux.
- Le *transport* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de transport qui exploite le réseau de haute tension permettant l'acheminement de l'électricité des sources de production jusqu'à l'entrée des réseaux de distribution.
- La *distribution* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de moyenne et basse tension permettant l'acheminement de l'électricité du réseau de transport jusqu'au consommateur final.
- La *fourniture* correspond à l'activité d'un fournisseur d'électricité qui est chargé d'acheter l'électricité à des producteurs et de la revendre au détail au consommateur final, dont il est le principal interlocuteur.

Le document par concession a été adapté suite à la mise en œuvre de la comptabilité appropriée. Les coûts sont décomposés par activités (production, distribution, ...), par type de dépenses (maintenance, conduite et fonctionnement ...) et par chapitre (achat, sous-traitance, main œuvre).

- Le *Revenu Autorisé* est constitué :
 - D'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
 - De l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire
 - Du plafonnement N-1 depuis l'avenant 18b du 20 juillet 2020.
- Les *frais de siège* sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs
- Le *résultat financier* est constitué le cas échéant de la charge d'intérêt relative aux emprunts spécifiques de la concession considérée puis de la rémunération du « compte courant du concessionnaire » tel qu'il figure au bilan N-1 ;

Dans le cas où le Concessionnaire obtiendrait des rendements financiers de placement supérieurs au marché, les gains au-delà du taux de référence seraient partagés à part égale entre la concession et le concessionnaire.

Le taux de marché applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 points. Il ne peut être ni supérieur au taux moyen réel de placement obtenu par le Concessionnaire dans le cadre de sa gestion de trésorerie, ni inférieur à la moyenne annuelle de l'Euribor 3 mois

Le taux de marché applicable pour les besoins est le taux Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 2 points
Cette rémunération est calculée sur la base du taux de marché de l'exercice considéré

- Le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 5.515% (+3.515 % + 2 %)
- Le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de +1.863 % (taux moyen réel de placement obtenu par le Concessionnaire inférieur l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 point)
- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
 - L'impôt sur société stricto sensu
 - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices

Les réintégrations et déductions fiscales sont affectées au réel entre les activités « en concession » et les activités « hors concession » permettant de calculer pour chacune d'elles leur taux de prélèvement « sur résultat comptable ».

Ce taux de prélèvement des activités « en concession » est ensuite appliqué de manière uniforme au résultat comptable de chaque activité et de chaque concession.

- Pour les concessions globalement bénéficiaires, ce taux est appliqué le résultat comptable de chaque activité, même s'il est négatif.
- Pour les concessions globalement déficitaires, Il est déterminé un « impôt positif », mis en report déficitaire, qui s'imputera le moment venu sur l'impôt dû au titre des prochains résultats bénéficiaires.

La marge nette actionnaire est calculée en ajoutant les charges suivantes :

- L'impôt sur le revenu des capitaux mobiliers (IRCM) : 10% de la marge nette concession si elle est positive
- La contribution de solidarité territoriale (CST) : 5% de la marge nette concession si elle est positive

4.2.2. Principes de répartition des coûts indirects

Les coûts indirects sont appréhendés au travers des centres d'analyse.

4.2.2.1 Les frais de siège :

Ils sont répartis sur les filiales, les activités concédées et les activités « hors concession ».

- La part revenant aux filiales fait l'objet d'une refacturation au franc le franc, sur la base de clés représentatives de la consommation des différentes prestations.
- La part restante est répartie au prorata du nombre d'heures travaillées tant sur les activités concédées, les activités Annexes et activités hors concession.

La quote-part revenant à chaque concession est déterminée, à part égale en fonction de la masse salariale, du nombre d'abonnés et des immobilisations brutes.

La quote-part revenant à chaque processus est déterminée au prorata d'une clé composée pour 50% du montant des immobilisations brutes concédées du processus et pour 50% des frais de personnel du processus.

4.2.2.2 Les coûts d'implantation Puurai :

Constitués des loyers, frais de personnel, entretien, assurances, ils sont répartis sur les services hébergés au prorata des superficies occupées. La quote-part revenant aux îles est limitée aux services supports des îles.

4.2.2.3 Les coûts de production :

Ce sont des charges directes des concessions concernées à l'exception de Tahiti qui possède des centrales communes pour 2 concessions.

Les montants sont répartis entre Tahiti Nord et Secosud au prorata des kWh injectés.

La refacturation des kWh produits mesurés au travers de :

- La rémunération de la Puissance Maximale Majorée : P1
- Des autres charges de production : P2
- Des matières consommées

est conforme à l'article 12 bis de l'avenant 17 relatif à la vente d'électricité hors du périmètre de la concession.

Pour les autres concessions, ce sont les sommes réelles dépensées.

4.2.2.4 Les coûts du frêt du magasinage :

Regroupés au sein des services magasin et approvisionnement ces coûts sont ventilés sur les sorties de stock et imputés en charges ou en immobilisation sur les concessions concernées en fonction de la destination des pièces concernées.

4.2.2.5 Les coûts informatiques :

Regroupés au sein du service ad hoc ces coûts, lorsqu'ils ne sont pas directement affectés à un ou plusieurs services, les coûts informatiques sont répartis en fonction du nombre de PC présents dans chaque service.

4.2.2.6 Les services généraux :

Dédié au site de Puurai, ses coûts sont imputés aux services occupant Puurai au prorata des surfaces occupées.

4.2.2.7 Le service Formation :

Ses coûts sont repartis sur les différents services bénéficiaires au prorata de leurs dépenses de formation.

4.2.2.8 Le service de support aux îles situé à Puurai :

Les coûts de fonctionnement de ce service sont répartis sur les concessions des îles concernées selon les clés suivantes :

- le service Sécurité : pointage des agents de la cellule
- le service Exploitation : pointage des agents de la cellule
- le service Maintenance distribution : pointage des agents de la cellule
- le service Maintenance Production : pointage des agents de la cellule
- le service Expédition : pointage des agents de la cellule

Les dépenses de ce service engagées pour le compte des îles/concessions sont imputées directement sur les îles/concessions bénéficiaires de ces dépenses

4.2.2.9 La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services concernés :

- Le service à l'énergie en charge du solaire : au prorata du nombre de contrat solaire ;
- Le service Grand Comptes : au prorata du nombre de clients grands comptes ;
- Le service relève, intervention et branchement : au prorata du temps passé ;
- Le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés ;
- Le service marketing & E-services : au prorata du nombre d'abonnés ;
- Le Service Facturation et Prépaiement : au prorata du nombre d'abonnés.

4.2.2.10 Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

Ces centres d'analyse sont ensuite répartis sur les activités ou services bénéficiaires :

- Les répartitions primaires (coût d'implantation, DSI, allocation CE, services généraux, cellule Formation) affectent certains coûts sur les services. Ces derniers sont ensuite ventilés sur les concessions (répartitions secondaires).
- Le tableau ci-dessous met en évidence l'impact de ces répartitions secondaires, service par service, sur le résultat des activités concédées.

Pour rappel, ci-dessous les points qui permettent une meilleure compréhension des postes « Fonctions supports » et « Frais de siège » du compte de résultat par activité :

- Les valeurs « Montants répartis dans les concessions » et « Montants répartis sur la concession » prennent en compte les activités annexes (Travaux vendus et travaux immobilisés).
- Les frais de supports « internes » à l'île sont ajoutés. Ils correspondent à l'encadrement de l'île et diverses charges de fonctionnement non affectées directement sur les processus (production, distribution, clientèle)
- Pointages et répartitions : pour les services qui interviennent sur les processus production et distribution, un taux horaire est calculé en début d'année pour chaque cellule. A chaque fois qu'un opérateur pointe, la part « support » de son pointage est envoyée dans les postes « fonctions supports » du compte de résultat par activité (impératif de la comptabilité approprié). En fin d'année, l'écart entre les coûts réels de support et le montant imputé via les pointages est réparti en fonction de la clé de répartition indiquée ci-dessous. A de rares exceptions près, les deux méthodes « répartition du total annuel via la clé de répartition » et « pointage + répartition du reste à imputer via la clé de répartition » donnent des résultats très similaires. Dans le cas contraire, l'écart est indiqué en colonne « Ecart méthode ». Le coût du service exploitation des îles est entièrement reporté dans les supports externes.

Détail des frais répartis 2024
Tahiti Nord

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Tahiti Nord en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Tahiti Nord
Frais de siege	1 435,9	1 066,5			915,2	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	86%
Exploitation des îles - Exploitation	37,2	37,2	4,0	-0,2	3,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	24	2,6
Exploitation des îles - Maintenance production	5,5	5,4	0,4	0,0	0,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	21	1,7
Gestion des énergies	70,2	68,2	65,7	0,7	66,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	118,4	114,1
Réseau Nord	346,8	342,8	342,1	0,1	342,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	469,7	468,7
Exploitation thermique Tahiti	442,8	442,0	438,8	2,2	440,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	779,7	773,9
Suivi et developpement	10,1	8,2	3,2	-0,4	2,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	39,8	15,3
Suivi du patrimoine	66,3	54,3	51,4	0,0	51,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	18,8	17,8
Travaux réseau	0,6	0,6		0,6	0,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)		
Grands projets	38,0	37,1	37,1		37,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1,4	1,4
Expertise technique réseaux	16,7	16,0	12,2	-0,1	12,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	4,2	3,2
Gestion PMT distribution	21,5	21,5	21,5		21,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	0,4	0,4
Bureau études	26,5	10,6	9,0	0,0	8,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	0,9	0,8
Dispatching	80,4	80,4	80,4		80,4	100% Tahiti	1,0	1,0
Direction exploitation tahiti	2,4	2,3		2,2	2,2			
Clientèle Tahiti	238,2	202,0	202,0		202,0	Nombre d'abonnés Tahiti	56 817	56 817
Relève Intervention Branchement	411,4	403,9	403,7	0,0	403,7	Temps pointé par la cellule	243,0	242,9
Raccordements solaires	31,7	26,2	26,2	-2,2	24,0	100% Tahiti	1,0	1,0
Gestion administrative du solaire	40,1	40,1	39,3	0,0	39,3	Contrats solaires	3 812	3 740,0
Service Grand compte	86,6	66,9	57,9	0,0	57,9	Contrats grands comptes	4 231	3 663,0
Marketing & E-services	88,5	67,7	61,0	0,0	61,0	Nombre d'abonnés	63 078	56 817,0
Facturation & Prépaiement	37,9	29,2	26,3	0,0	26,3	Nombre d'abonnés	63 078	56 817
Reseau Tahiti Sud	57,8	1,0	1,0		1,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1,7	1,7
Support DSI	46,0	12,1			8,9			
Autres	25,4	10,0		4,6	4,6			
Total support externe					1 899,5			
Support interne de l'île					5,2			
Total Support					1 904,7			

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Tahiti Nord	
	2024	2023
Immobilisations concédées *	49 181 370 184	47 978 592 508
- Production	23 599 824 776	22 778 770 637
- Distribution	25 581 545 408	25 199 821 871
Immobilisations privées	3 862 488 107	3 571 904 069
Immobilisations financières	660 842 958	744 113 364
Immobilisations en-cours	3 156 275 346	3 282 151 534
- Production	1 603 460 448	1 680 847 191
- Distribution	1 298 383 057	1 254 524 207
- Privées	254 431 841	346 780 136
Avances et acomptes	5 229 337	18 594 847
Total immobilisations brutes	56 866 205 932	55 595 356 322
Amortissements et provisions **	-34 040 302 400	-32 945 977 007
- Production	-17 779 326 173	-16 942 886 244
- Distribution	-13 265 331 379	-13 059 074 752
- Privés	-2 774 075 547	-2 691 603 600
- Dépréciation immobilisations	-221 569 301	-252 412 411
Immobilisations nettes	22 825 903 532	22 649 379 315
Stock	3 266 640 136	3 171 417 429
Avances et acomptes	128 098 176	462 539 781
Créances clients	3 335 518 036	4 201 772 591
Autres créances	2 611 131 541	2 580 473 266
Charges constatées d'avance	27 392 000	40 718 810
Provisions pour dépréciation	-734 640 828	-705 170 177
Stock et créances nets	8 634 139 060	9 751 751 700
Compte courant du concessionnaire	3 341 139 237	3 111 089 434
TOTAL ACTIF	34 801 181 829	35 512 220 449

* Immobilisations concédées

	2024	2023
Production		
Concessionnaire	20 674 639 363	19 853 585 224
Tiers et concédant	2 925 185 413	2 925 185 413
Total au bilan	23 599 824 776	22 778 770 637

Distribution		
Concessionnaire	21 490 103 027	21 056 990 956
Tiers et concédant	4 091 442 381	4 142 830 915
Total au bilan	25 581 545 408	25 199 821 871

** Amortissements et provisions

	2024	2023
Production		
Concessionnaire	-16 588 109 084	-15 915 019 874
Tiers et concédant	-1 191 217 089	-1 027 866 370
Total au bilan	-17 779 326 173	-16 942 886 244

Distribution		
Concessionnaire	-10 912 634 643	-10 854 931 332
Tiers et concédant	-2 352 696 736	-2 204 143 420
Total au bilan	-13 265 331 379	-13 059 074 752

Amortissement et provisions :

Ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir :

- en production : pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens) sauf terrains et améliorant des 10 dernières années ;

- en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant à savoir leur valeur nette comptable.

Remarque : la valeur économique des biens figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré, elle n'est pas identique à la valeur nette comptable au bilan.

A titre d'exemple :

1°) lorsqu'un terrain est remis gratuitement au concédant, il est amorti dans l'économie de la concession alors que sa valeur économique est à minima égale à sa valeur d'origine.

2°) lorsque le montant de l'IFC est différent de la VNC économique des biens.

4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Tahiti Nord	
	2024	2023
Résultat	438 651 005	447 118 182
Capitaux propres	438 651 005	447 118 182
Droits des tiers et concédant apports gratuit	3 472 713 969	3 836 006 538
- Production	1 733 968 324	1 897 319 043
- Distribution	1 738 745 645	1 938 687 495
Provisions devenues sans objet	2 684 275 883	2 684 275 883
- PR devenues sans objet TN Distrib	2 684 275 883	2 684 275 883
Droits du concédant exigible en nature	6 156 989 852	6 520 282 421
Caducité	3 681 480 602	4 321 966 979
- Distribution	3 681 480 602	4 321 966 979
Autres provisions	2 850 152 772	2 316 966 508
- PIDR	1 528 759 363	1 343 067 063
- Autres provisions	1 321 393 409	973 899 445
Provision pour risques et charges	6 531 633 374	6 638 933 487
Emprunts et dettes financières	665 202 958	744 113 364
- Autres dettes financières	665 202 958	744 113 364
Clients - avances sur consommation	719 462 291	635 933 686
Fournisseurs	2 766 425 514	3 050 193 404
Dettes fiscales et sociales	3 303 127 558	3 032 680 544
Passif de renouvellement	13 824 684 487	13 976 378 301
- Production	12 953 008 140	13 094 885 298
- Distribution	871 676 347	881 493 003
Autres dettes	75 651 738	172 674 384
Produits constatés d'avance	319 353 052	293 912 677
Emprunts et dettes	21 673 907 598	21 905 886 360
TOTAL PASSIF	34 801 181 829	35 512 220 449

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITES

			Tahiti Nord 2023			Tahiti Nord 2024		
			Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE								
P1	Puissance maximale majorée	PRODUIT AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	2 383 955 365		2 383 955 365	2 472 235 868		2 472 235 868
		- UO UP1 : Puissance maximale majorée 9	108 305,00		108 305	108 510,00		108 510
		- Forfait FP1 10	-23 029		-23 029	-23 802		-23 802
		Facturation P1 autres distributeurs						
		COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-1 880 778 484	-26 661 712	-1 907 440 196	-2 068 482 037	-93 688 601	-2 162 170 638
		par UO : Puissance maximale majorée	-17 366		-17 612	-19 063		-19 926
		- Maintenance	-656 203 348	-20 916 962	-677 120 309	-702 311 522	-93 963 437	-796 274 960
		- AC	-59 900 584	-27 378 755	-87 279 338	-79 617 547	-37 008 970	-116 626 517
		- ACE	-260 624 144	-9 816 490	-270 440 634	-230 525 269	-13 956 751	-244 482 019
		- MO	-414 326 673	-20 482 542	-434 809 215	-448 022 932	-6 293 765	-454 316 697
		- AUTRES	78 648 053	36 760 824	115 408 878	55 854 225	-36 703 951	19 150 274
		- Conduite et Fonctionnement	-176 205 691		-176 205 691	-239 266 736		-239 266 736
		- AC	-12 486 097		-12 486 097	-6 844 944		-6 844 944
		- ACE	-81 228 220		-81 228 220	-125 914 656		-125 914 656
		- MO	-4 771 220		-4 771 220	-4 707 450		-4 707 450
		- AUTRES	-77 720 155		-77 720 155	-101 799 686		-101 799 686
- Amortissement des actifs de concession	-524 410 532		-524 410 532	-535 754 434		-535 754 434		
- Dotation amortissement biens au bilan	-572 546 489		-572 546 489	-690 897 030		-690 897 030		
- Dotation / reprise de lissage	48 135 957		48 135 957	155 142 596		155 142 596		
- Quote part des activités support affectées	-523 958 913	-5 744 750	-529 703 664	-591 149 344	274 836	-590 874 508		
- Fonctions supports	-215 035 664	-7 286 107	-222 321 771	-287 734 891	-2 143 576	-289 878 467		
- Frais de siège	-308 923 249	1 541 357	-307 381 892	-303 414 454	2 418 412	-300 996 041		
P2	Charges variables de production	PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	693 991 902		693 991 902	853 277 232		853 277 232
		- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 9	246 009 182		246 009 182	290 070 435		290 070 435
		- Forfait FP2 10	2,821		2,821	2,942		2,942
		Facturation P2 autres distributeurs						
		COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-555 810 853	181 099	-555 629 754	-770 220 448	269 674	-769 950 774
		par UO : kWh produits sortie de centrale	- 2,259		- 2,259	- 2,655		- 2,654
		- Maintenance	-421 461 153		-421 461 153	-572 548 206		-572 548 206
		- AC	-135 024 886		-135 024 886	-179 613 186		-179 613 186
		- ACE	-56 630 389		-56 630 389	-39 729 953		-39 729 953
		- MO	-128 863 577		-128 863 577	-130 753 697		-130 753 697
		- AUTRES (provision rév groupes...)	-100 942 301		-100 942 301	-222 451 369		-222 451 369
		- Traitement des effluents	-18 466 951		-18 466 951	-81 141 731		-81 141 731
		- Quote part des activités support affectées	-115 882 749	181 099	-115 701 650	-116 530 511	269 674	-116 260 837
		- Fonctions supports	-79 586 442		-79 586 442	-82 697 176		-82 697 176
		- Frais de siège	-36 296 307	181 099	-36 115 208	-33 833 335	269 674	-33 563 661
		Matières consommées		PRODUIT AUTORISE : Matières consommées	6 288 126 852		6 288 126 852	4 012 633 054
Facturation autres distributeurs								
Par kWh produits sortie de centrale	25,56				25,56	13,83		13,83
- Consommations	-6 288 126 875				-6 288 126 875	-4 013 150 284		-4 013 150 284
- Fioul								
- Gasoil	-6 139 373 664				-6 139 373 664	-3 868 964 190		-3 868 964 190
- Huile	-132 196 016		-132 196 016	-136 116 967		-136 116 967		
- Urée	-16 557 195		-16 557 195	-8 069 127		-8 069 127		
ACTIVITES ANNEXES		PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	18 126 350		18 126 350	-33 079 275		-33 079 275
		- Coûts directs	-2 036 595		-2 036 595	18 785 729		18 785 729
		- AC	-70 558		-70 558			
		- ACE	-2 494 948		-2 494 948	11 998 716		11 998 716
		- MO	-99 394		-99 394	-4 151		-4 151
		- AUTRES	628 305		628 305	6 791 164		6 791 164
		- Quote part des activités support affectées	-200 248	143	-200 106	-1 007	8	-999
		- Fonctions supports	-171 622		-171 622			
		- Frais de siège	-28 626	143	-28 483	-1 007	8	-999
		PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES	1 372 249 760		1 372 249 760	1 065 942 340		1 065 942 340
		- Coûts sur revente energie	-1 249 620 989	-3 722 646	-1 253 343 635	-970 945 829	-12 932 412	-983 878 241
		PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	1 231 820 432		1 231 820 432	856 128 576		856 128 576
- Coûts directs	-1 222 411 399		-1 222 411 399	-833 504 071		-833 504 071		
- Quote part des activités support affectées	-49 277 502		-49 277 502	-69 834 331		-69 834 331		
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE								
		TOTAL DES PRODUITS	11 988 270 661		11 988 270 661	9 227 137 795		9 227 137 795
		MARGE AVANT IS	740 007 716	-30 203 117	709 804 600	519 785 516	-106 351 331	413 434 185
		- I.S.	-340 648 243	13 903 421	-326 744 823	-207 758 627	42 508 700	-165 249 927
		- IS report déficitaire 2022 / 2023						
		MARGE NETTE CONCESSION	399 359 473	-16 299 696	383 059 777	312 026 889	-63 842 631	248 184 258
		MARGE NETTE ACTIONNAIRE	339 455 552	-13 854 742	325 600 810	265 222 856	-54 266 236	210 956 619
		En % des produits	3%		3%	3%		2%

				Tahiti Nord 2023			Tahiti Nord 2024		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
TRANSPORT									
T	PRODUIT AUTORISE :			1 143 567 011		1 143 567 011	1 283 322 608		1 283 322 608
	Par kWh xxx								
	- Redevance TEP			-1 143 567 010		-1 143 567 010	-1 283 488 029		-1 283 488 029
	MARGE AVANT IS			1		1	-165 421		-165 421
	- I.S.			0		0	66 119		66 119
	- IS report déficitaire 2022 / 2023								
	MARGE NETTE CONCESSION			1		1	-99 302		-99 302
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE			0		0	-84 407		-84 407
En % des produits				0%		0%	0%		0%
DISPATCHING									
D1	PRODUIT AUTORISE :			94 804 576		94 804 576	102 112 729		102 112 729
	- UO UD1 : longueur des réseaux HTA 9			576		576	576		576
	- Forfait FD1 10			94 804 576		94 804 576	102 125 891		102 125 891
	COUTS DU DISPATCHING			-191 291 724	125 278	-191 166 446	-241 583 689	226 821	-241 356 868
	- Conduite et Fonctionnement			-117 219 661		-117 219 661	-121 726 979		-121 726 979
	- AC			-621 263		-621 263	-600 000		-600 000
	- ACE			-19 743 889		-19 743 889	-22 228 443		-22 228 443
	- MO			-96 700 858		-96 700 858	-98 896 191		-98 896 191
	- AUTRES			-153 651		-153 651	-2 345		-2 345
	- REVENTE SECOSUD								
	- Amortissement des actifs de concession			-9 535 373		-9 535 373	-9 535 373		-9 535 373
	- Dotation amortissement biens au bilan			-8 291 880		-8 291 880	-8 291 880		-8 291 880
	- Dotation / reprise de lissage			-1 243 493		-1 243 493	-1 243 493		-1 243 493
	- Quote part des activités support affectées			-64 536 690	125 278	-64 411 412	-110 321 337	226 821	-110 094 516
	- Fonctions supports			-39 428 104		-39 428 104	-81 864 353		-81 864 353
	- Frais de siège			-25 108 586	125 278	-24 983 308	-28 456 984	226 821	-28 230 163
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS			20 058 256		20 058 256	20 478 669		20 478 669
	- Coûts directs			-1 240		-1 240			
	- AC								
	- ACE			-1 240		-1 240			
	- MO								
	- AUTRES								
	- Quote part des activités support affectées								
	- Fonctions supports								
	- Frais de siège								
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES			6 879 972		6 879 972	815 733		815 733
	- Coûts directs			-5 975 904		-5 975 904	-692 397		-692 397
	- AC			-4 065 861		-4 065 861			
	- ACE			-542 506		-542 506	-505 846		-505 846
	- MO			-1 365 210		-1 365 210	-188 376		-188 376
	- AUTRES			-2 327		-2 327	1 825		1 825
	- Quote part des activités support affectées			-1 083 095		-1 083 095	-123 336		-123 336
SYNTHESE ACTIVITE DISPATCHING									
	TOTAL DES PRODUITS			121 742 804		121 742 804	123 407 131		123 407 131
	MARGE AVANT IS			-76 609 159	125 278	-76 483 881	-118 992 291	226 821	-118 765 471
	- I.S.			35 265 545	-57 669	35 207 876	47 561 300	-90 660	47 470 640
	- IS report déficitaire 2022 / 2023								
	MARGE NETTE CONCESSION			-41 343 614	67 609	-41 276 005	-71 430 991	136 160	-71 294 831
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE			-35 142 072	57 467	-35 084 604	-60 716 342	115 736	-60 600 606
	En % des produits			-29%		-29%	-49%		-49%

				Tahiti Nord 2023			Tahiti Nord 2024		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE									
GESTION DES RESEAUX	PRODUIT AUTORISE	1 847 519 697		1 847 519 697			1 964 424 565		1 964 424 565
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) 9	1 553		1 553			1 555		1 555
	- Forfait FD2 10	1 189 780		1 189 780			1 263 776		1 263 776
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-1 599 419 979	2 038 093	-1 597 381 886			-1 557 526 020	-236 919	-1 557 762 938
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-1 030 007		-1 028 694			-1 001 876		-1 002 029
	- Maintenance	-777 269 618		-777 269 618			-747 310 841		-747 310 841
	- AC	-79 801 162		-79 801 162			-74 277 748		-74 277 748
	- ACE	-200 594 099		-200 594 099			-163 673 325		-163 673 325
	- MO	-495 524 699		-495 524 699			-509 106 035		-509 106 035
	- AUTRES	-1 349 658		-1 349 658			-253 733		-253 733
	- Conduite et Fonctionnement	-21 184 782		-21 184 782			-9 735 777	-3 239 003	-12 974 780
	- AC						19 179		19 179
	- ACE	-8 044 784		-8 044 784			-6 858 261		-6 858 261
	- MO	-1 981 013		-1 981 013			-2 527 871		-2 527 871
	- AUTRES	-11 158 985		-11 158 985			-368 824	-3 239 003	-3 607 827
	- Amortissement des actifs de concession	-20 225 560		-20 225 560			-22 964 721		-22 964 721
	- Reprise Provision pour Renouvellement								
	- Dotation provision pour risque								
	- Reprise lissée caducité	617 423 854		617 423 854			640 486 377		640 486 377
	- Dotation amortissement biens au bilan	-585 487 946		-585 487 946			-674 511 246		-674 511 246
	- Dotation / reprise de lissage	-52 161 469		-52 161 469			11 060 148		11 060 148
	- Reprise provision pour risque								
	- Quote part des activités support affectées	-780 740 019	2 038 093	-778 701 926			-777 514 680	3 002 084	-774 512 596
	- Fonctions supports	-372 259 477		-372 259 477			-400 872 617		-400 872 617
	- Frais de siège	-408 480 542	2 038 093	-406 442 449			-376 642 063	3 002 084	-373 639 979
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	38 413 810		38 413 810			39 270 108		39 270 108
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	337 428 237		337 428 237			374 844 690		374 844 690
	- Couts directs	-288 632 447		-288 632 447			-295 972 386		-295 972 386
	- AC	-170 542 328		-170 542 328			-136 417 019		-136 417 019
	- ACE	-113 931 637		-113 931 637			-99 216 031		-99 216 031
	- MO	-95 495 405		-95 495 405			-87 244 814		-87 244 814
	- AUTRES	91 336 923		91 336 923			26 905 478		26 905 478
	- Quote part des activités support affectées	-149 851 874	137 226	-149 714 648			-154 886 621	177 501	-154 709 120
	- Fonctions supports	-122 348 557		-122 348 557			-132 617 347		-132 617 347
	- Frais de siège	-27 503 317	137 226	-27 366 090			-22 269 274	177 501	-22 091 773
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	1 220 943 420		1 220 943 420			1 117 490 312		1 117 490 312
	- Couts directs	-1 115 895 024		-1 115 895 024			-986 961 068		-986 961 068
	- AC	-303 532 349		-303 532 349			-320 201 969		-320 201 969
	- ACE	-614 107 502		-614 107 502			-473 224 717		-473 224 717
	- MO	-185 000 006		-185 000 006			-194 970 480		-194 970 480
	- AUTRES	-13 255 167		-13 255 167			1 436 098		1 436 098
	- Quote part des activités support affectées	-180 798 557		-180 798 557			-254 065 744		-254 065 744
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION									
	TOTAL DES PRODUITS	3 444 305 164		3 444 305 164			3 496 029 675		3 496 029 675
	MARGE AVANT IS	109 707 282	2 175 319	111 882 601			246 617 836	-59 418	246 558 418
	- I.S.	-50 501 626	-1 001 366	-51 502 992			-98 573 318	23 749	-98 549 569
	- IS report déficitaire 2022 / 2023								
	MARGE NETTE CONCESSION	59 205 656	1 173 953	60 379 609			148 044 518	-35 668	148 008 850
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	59 205 656	1 173 953	60 379 609			148 044 518	-35 668	148 008 850
	En % des produits	2%		2%			4%		4%

				Tahiti Nord 2023			Tahiti Nord 2024		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE									
ACHAT AUX PRODUCTEURS	PRODUIT AUTORISE et redevance solaire	13 069 484 412		13 069 484 412			11 282 309 520		11 282 309 520
	- Achat d'électricité d'origine thermique	9 366 074 119		9 366 074 119			7 338 146 154		7 338 146 154
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	1 686 745 336		1 686 745 336			2 078 806 302		2 078 806 302
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	401 612 177		401 612 177			495 659 796		495 659 796
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE	242 803 020		242 803 020			303 754 928		303 754 928
	- Autres revente à TSE	1 372 249 760		1 372 249 760			1 065 942 340		1 065 942 340
	COUTS D'ACHAT	-13 069 553 063		-13 069 553 063			-11 279 520 457		-11 279 520 457
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-10 738 323 879		-10 738 323 879			-8 404 088 494		-8 404 088 494
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui	-1 922 100 311		-1 922 100 311			-2 366 722 626		-2 366 722 626
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-7 448 046		-7 448 046			-9 843 973		-9 843 973
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	GESTION ADMINISTRATIVE	-36 326 834	25 424	-36 301 410			-48 298 140	44 790	-48 253 350
	- Produits de la Redevance solaire								
	- Coûts de Fonctionnement	-3 953 808		-3 953 808			-3 218 092		-3 218 092
	- AC	-159 933		-159 933					
	- ACE	-2 895 930		-2 895 930			-2 398 945		-2 398 945
	- MO	-878 548		-878 548			-819 147		-819 147
	- AUTRES	-19 397		-19 397					
	- Quote part des activités support affectées	-32 373 026	25 424	-32 347 602			-45 080 048	44 790	-45 035 258
	- Fonctions supports	-27 277 400		-27 277 400			-39 460 742		-39 460 742
	- Frais de siège	-5 095 626	25 424	-5 070 201			-5 619 306	44 790	-5 574 516
GESTION DE CLIENTELE	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	68 100 750		68 100 750			49 491 112		49 491 112
	- Coûts directs	-41 713 648		-41 713 648			-27 232 564		-27 232 564
	- MO	-31 918 158		-31 918 158			-29 039 352		-29 039 352
	- Quote part des activités support affectées	-59 675 836	45 866	-59 629 969			-50 182 795	59 297	-50 123 498
	- Fonctions supports	-50 483 192		-50 483 192			-42 743 371		-42 743 371
	- Frais de siège	-9 192 643	45 866	-9 146 777			-7 439 424	59 297	-7 380 127
	PRODUIT AUTORISE	978 362 132		978 362 132			1 047 889 427		1 047 889 427
	- UO UC : Nombre d'abonnés 9	55 798		55 798			56 300		56 300
	- Forfait FC 10	17 534,00		17 534			18 615,00		18 615
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	54 910 658		54 910 658			77 946 705		77 946 705
ACTIVITES ANNEXES	- Frais de relance	28 613 388		28 613 388			50 631 380		50 631 380
	- Frais de perception de taxe	26 297 270		26 297 270			27 315 325		27 315 325
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-922 960 324	520 544	-922 439 781			-876 652 387	-6 835 094	-883 487 480
	par UO : Nombre d'abonnés	-16 541		-16 532			-15 571		-15 692
	- Affranchissements	-72 455 870		-72 455 870			-79 943 146		-79 943 146
	- Fonctionnement	-339 341 935		-339 341 935			-256 192 639	-7 597 230	-263 789 869
	- AC	-12 636 400		-12 636 400			-12 473 387		-12 473 387
	- ACE	-51 520 099		-51 520 099			-45 863 053		-45 863 053
	- MO	-206 418 616		-206 418 616			-175 768 968		-175 768 968
	- AUTRES	-68 766 820		-68 766 820			-22 087 231	-7 597 230	-29 684 461
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE	- Quote part des activités support affectées	-511 162 520	520 544	-510 641 976			-540 516 601	762 136	-539 754 465
	- Fonctions supports	-406 833 642		-406 833 642			-444 898 863		-444 898 863
	- Frais de siège	-104 328 878	520 544	-103 808 334			-95 617 738	762 136	-94 855 602
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	45 802 420		45 802 420			36 204 001		36 204 001
	- Frais de coupure	45 802 420		45 802 420			36 204 001		36 204 001
	- Coûts directs	-9 331 584		-9 331 584			-8 603 480		-8 603 480
	- AC	-119 576		-119 576			-427 697		-427 697
	- ACE	-289 448		-289 448			-194 012		-194 012
	- MO	-8 442 825		-8 442 825			-7 981 771		-7 981 771
	- AUTRES	-479 735		-479 735					
	- Quote part des activités support affectées	-15 822 435	12 132	-15 810 302			-15 029 677	16 323	-15 013 354
	- Fonctions supports	-13 390 845		-13 390 845			-12 981 773		-12 981 773
	- Frais de siège	-2 431 590	12 132	-2 419 458			-2 047 904	16 323	-2 031 581
	TOTAL DES PRODUITS	14 216 660 372		14 216 660 372			12 493 840 765		12 493 840 765
	MARGE AVANT IS	61 276 648	603 966	61 880 614			188 321 265	-6 714 684	181 606 581
	- I.S.	-28 207 520	-278 024	-28 485 544			-75 272 139	2 683 864	-72 588 275
	- IS report déficitaire 2022 / 2023								
	MARGE NETTE CONCESSION	33 069 128	325 942	33 395 070			113 049 127	-4 030 820	109 018 306
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	28 108 759	277 051	28 385 809			96 091 758	-3 426 197	92 665 560
	En % des produits	0%		0%			1%		1%

		Tahiti Nord 2023			Tahiti Nord 2024		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de production	9 810 234		9 810 234			
	- Rendement de référence						
	- Rendement 10						
	- kWh produits 10						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution	11 609 790		11 609 790	8 044 719		8 044 719
	- Rendement de référence						
	- Rendement 4						
	- kWh fournis aux client finaux 10						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
MARGE AVANT IS		21 420 024		21 420 024	8 044 719		8 044 719
- I.S.		-9 860 294		-9 860 294	-3 215 480		-3 215 480
- IS report déficitaire 2022 / 2023							
MARGE NETTE CONCESSION		11 559 730		11 559 730	4 829 239		4 829 239
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		9 825 771		9 825 771	4 104 853		4 104 853
En % des produits							
RESULTAT FINANCIER							
	PRODUIT AUTORISE	-172 082 000		-172 082 000	-57 952 126		-57 952 126
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de	172 082 000		172 082 000	57 959 596		57 959 596
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financ						
	MARGE AVANT IS	0		0	7 470		7 470
	- I.S.	0		0	-2 986		-2 986
	- IS report déficitaire 2022 / 2023						
	MARGE NETTE CONCESSION	0		0	4 484		4 484
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	0		0	3 812		3 812
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	20 025 560 157		20 025 560 157	18 169 742 073		18 169 742 073
	TOTAL DES CHARGES (*)	-19 169 757 645	-27 298 553	-19 197 056 198	-17 326 122 978	-112 898 612	-17 439 021 590
	MARGE AVANT IS	855 802 512	-27 298 553	828 503 959	843 619 095	-112 898 612	730 720 483
	- I.S.	-393 952 139	12 566 361	-381 385 778	-337 195 130	45 125 653	-292 069 478
	- IS report déficitaire 2022 / 2023						
	MARGE NETTE CONCESSION	461 850 374	-14 732 192	447 118 182	506 423 965	-67 772 960	438 651 005
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	392 572 818	-12 522 363	380 050 454	430 460 370	-57 607 016	372 853 354
	En % des produits	2%		2%	2%		2%

4.3.4. COMMENTAIRES SUR LES ETATS FINANCIERS

4.3.4.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- Production : - 106 MCFP
 - - 94 MCFP de dotations aux provisions concernant la remise en sécurité de la centrale Vairatoa
 - - 11 MCFP de charges relatives à l'avarie du G2P
 - - 5 MCFP de charges relatives à l'avarie du G7P
 - + 1 MCFP de charges relatives à l'avarie du G8P
 - + 2 MCFP de reprises de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumises à cotisations (en frais de siège).
- Distribution : + 0 MCFP
 - - 3 MCFP de provisions pour risques liés à des litiges commerciaux avec des clients particuliers ou professionnels
 - + 3 MCFP de reprises de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumises à cotisations (en frais de siège).

- Fourniture : - 7 MCFP
 - - 7 MCFP de provisions pour risques relatif à l'arrêt de l'agence mobile
 - + 1 MCFP de reprises de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège).

4.3.4.2 Commentaires sur les éléments récurrents

Commentaires sur la variation des produits : - 1 856 MCFP

Les explications relatives aux produits comptabilisés sous le vocable « **Produit Autorisé** » sont données au paragraphe 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.
Ce poste diminue de - 1 108 MCFP.

Les ventes d'énergie à d'autres concessions diminuent de - 245 MCFP dont :

- - 308 MCFP au titre de la production thermique
- + 63 MCFP au titre de la production hydraulique

Les explications relatives aux autres produits diminuent de - 503 MCFP sont :

- Production : - 427 MCFP
 - - 375 MCFP sur les travaux immobilisés dont :
 - - 161 MCFP de travaux de révision 24000h du groupe G1P terminés en 2024
 - - 111 MCFP d'acquisition de panoplies de pièces PC4 en 2023
 - - 85 MCFP de travaux de renouvellement de la tour G1P en 2023 (plan Punaruu 2025)
 - - 80 MCFP de coût d'approvisionnement d'un alternateur (plan Punaruu 2025)
 - - 40 MCFP de révision 6000h du groupe G2P
 - - 29 MCFP relatif à la construction d'un hangar de stockage à Papati (plan Punaruu 2025)
 - - 29 MCFP suite renouvellement du tableau BT Local de la pompe n°1 en 2023 (plan Punaruu 2025)
 - - 53 MCFP autres travaux réalisés en 2023 dans le plan Punaruu (2025)
 - + 212 MCFP relatif aux travaux de Retrofit des groupes de la Punaruu
 - + 1MCFP autres investissements de renouvellement
 - - 51MCFP sur les travaux vendus suite à des avoirs émis en raison d'un accord conclu avec la TEP concernant l'incident sur le réseau de production d'électricité en 2023.
- Dispatching : - 6 MCFP
 - - 6 MCFP sur les travaux immobilisés
- Distribution : - 65 MCFP
 - - 61 MCFP sur les travaux immobilisés lié à la baisse des travaux de renouvellement du réseau Tahiti Nord (support HT/BT ; poteaux ; transformateur...)
 - + 38 MCFP sur les travaux vendus dont :
 - + 60 MCFP lié à la hausse des travaux vendus pour TSE (dont +69 MCFP de travaux de renouvellement de la trame 2 au poste source Taravao)
 - + 31 MCFP lié aux travaux de déplacement des réseaux sous-terrain et branchement.
 - - 32 MCFP au titre des travaux d'électrification des quartiers, extensions des réseaux et déplacements des coffrets.
 - - 24 MCFP au titre des travaux de rénovation d'éclairage public
 - + 3 MCFP autres travaux vendus
- Fourniture : - 5 MCFP

- - 19 MCFP sur les études et raccordement d'installations solaires
- - 9 MCFP au titre des produits de coupures pour impayés
- + 23 MCFP sur les produits de relance

Commentaires sur la variation des charges : -1 844 MCFP

- Production : - 2 541 MCFP
 - - 2 275 MCFP au titre des matières consommées (fioul, gasoil, huiles...)
 - - 369 MCFP au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - - 161 MCFP de travaux de révision 24000h du groupe G1P terminés en 2024
 - - 111 MCFP d'acquisition de panoplies de pièces PC4 en 2023
 - - 85 MCFP de travaux de renouvellement de la tour G1P en 2023 (plan Punaruu 2025)
 - - 80 MCFP de coût d'approvisionnement d'un alternateur (plan Punaruu 2025)
 - - 40 MCFP de révision 6000h du groupe G2P
 - - 29 MCFP relatif à la construction d'un hangar de stockage à Papati (plan Punaruu 2025)
 - - 29 MCFP suite renouvellement du tableau BT Local de la pompe n°1 en 2023 (plan Punaruu 2025)
 - - 52 MCFP autres travaux réalisés en 2023 dans le plan Punaruu (2025)
 - + 212 MCFP relatif aux travaux de Retrofit des groupes de la Punaruu
 - + 6 MCFP autres investissements de renouvellement
 - - 279 MCFP au titre des coûts de production thermique « revendus » à la concession du Sud.
 - - 21 MCFP au titre des travaux vendus
 - + 188 MCFP au titre de la maintenance des centrales et la conduite et fonctionnement dont :
 - + 106 MCFP au titre des coûts de main d'œuvre et fonctions supports
 - + 27 MCFP liés au stock (dotation / reprise de provisions pour dépréciation de stock et pertes et profits)
 - + 29 MCFP au titre des assurances multirisques
 - + 24 MCFP lié aux travaux d'entretien des filières
 - + 21 MCFP lié aux travaux d'entretien et de maintenance de la centrale de la Punaruu
 - + 11 MCFPMF au titre des charges calculées
 - - 25 MCFPMF sur les autres coûts
 - - 5 MCFP au titre des frais de siège.
 - + 214 MCFP au titre de la maintenance des moteurs dont :
 - + 122 MCFP relatif à la dotation pour provision sur les révisions des groupes de la Punaruu, principalement expliqué par un complément de provision sur la révision du PC4 prévue en 2025, liée à la nécessité de disposer de l'ensemble de la provision nécessaire à la date de réalisation de la révision
 - + 63 MCFP au titre du vidage des boues et traitement des effluents (hausse des volumes traités)
 - + 44 MCFP lié aux travaux de dépannage des groupes de production
 - - 14 MCFP au titre des autres coûts
- Transport : + 140 MCFP lié à une hausse du tarif de la Tep passant de 2,75CFP/kWh à 3,03CFP/kWh
- Dispatching : + 44 MCFP
 - + 50 MCFP au titre de la conduite et fonctionnement du dispatching dont :
 - + 44 MCFP au titre des coûts de main d'œuvre et fonctions supports
 - + 4 MCFP au titre des frais de siège
 - + 2 MCFP au titre de l'entretien matériel du dispatching
 - - 6 MCFP au titre de la réalisation des travaux immobilisés

- Distribution : - 93 MCFP
 - - 56 MCFP sur les travaux immobilisés lié à la hausse des travaux de renouvellement du réseaux Tahiti Nord (support HT/BT ; poteaux ; transformateur...)
 - - 42 MCFP au titre de la gestion des réseaux dont
 - - 34 MCFP sur les travaux d'élagage du réseau de distribution
 - - 34 MCFP sur les travaux de dépannage et d'entretien préventif du réseau de distribution
 - - 32 MCFP au titre des frais de siège
 - + 43 MCFP au titre des coûts de main d'œuvre et fonctions supports
 - + 3 MCFP au titre des charges calculées
 - + 12 MCFP sur les autres coûts
 - + 12 MCFP au titre des travaux vendus dont
 - + 10 MCFP au titre des coûts de support
 - + 7 MCFP sur les autres travaux facturés
 - - 5 MCFP au titre des frais de siège
- Fourniture : - 60 MCFP (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - - 46 MCFP au titre du coût de l'interface clientèle dont
 - - 54 MCFP sur les provisions des créances clients et des pertes sur créances irrécouvrables
 - - 9 MCFP au titre des frais de siège
 - + 7 MCFP au titre des coûts de main d'œuvre et fonctions supports
 - + 7 MCFP sur les coûts d'affranchissements suite à la hausse des tarifs de l'OPT en 2024
 - + 3 MCFP au titre des autres coûts
 - - 24 MCFP lié à la baisse des coûts de fonctionnement et supports au titre des études et raccordements des auto-producteurs solaires
 - + 12 MCFP au titre de la gestion administrative du solaire
 - - 2 MCFP au titre des travaux vendus
- Achat des énergies renouvelables : + 544 MCFP
 - + 445 MCFP au titre des achats d'origine hydraulique Marama Nui
 - + 97 MCFP au titre des achats d'origine solaire
 - + 2 MCFP au titre des achats d'origine hydraulique CHPP
- Financier : + 114 MCFP

Commentaires sur la variation de la marge : - 12 MCFP

La marge récurrente diminue de 12 MCFP impactée principalement par :

- une baisse de 1 108 MCFP du revenu autorisé ;
- une hausse de 483 MCFP au titre des achats d'électricité d'origine hydraulique et solaire ;
- une baisse de 2 275 MCFP sur les matières consommées ;
- une hausse des coûts du transport TEP de 140 MCFP ;
- une hausse des coûts de 391 MCFP au titre de la maintenance et fonctionnement de la Production (hors charges calculées) ;
- une perte de 67 MCFP sur la marge avant IS des activités annexes ;
- une baisse de 114 MCFP sur les produits financiers ;
- une hausse de 16 MCFP sur les autres produits ;
- une baisse des coûts de 45 MCFP au titre de la maintenance et fonctionnement de la Distribution (hors charges calculées) ;
- une baisse des charges de 46 MCFP au titre du fonctionnement de la Clientèle ;

- une hausse des coûts de 50 MCFP au titre de la maintenance et fonctionnement du Dispatching ;
- une baisse de 28 MCFP sur la marge avant IS au titre de la revente d'énergie ;
- une hausse des charges calculées de 14 MCFP.

4.3.6 Tableaux de passage du RAD aux comptes sociaux

	Concession	Autres concessions	Toutes concessions
Résultat avant IS - RAD de la concession	730 720 483	298 179 440	1 028 899 922
Retraitements concession	-24 879 679	104 427 592	79 547 913
Complément 2023 RA financier Tahiti Nord	28 893 620	0	28 893 620
Complément de PIDR lissée RAD (*)	60 373 902	4 348 004	64 721 906
Ecart charges calculées PCG/lissée	-114 050 396	100 097 752	-13 952 644
Ecart sur plafonnement PCG	-96 806	-18 163	-114 969
Hors concession		220 575 154	220 575 154
Résultat avant IS - PCG	705 840 803	623 182 186	1 329 022 989

(*) La quote part pour chaque concession est estimée (coûts affectés par centres de coûts)

	Concession	Autres concessions	Toutes concessions
Résultat net - RAD de la concession	438 651 005	215 133 579	653 784 584
Déficits reportables sur concessions déficitaires	0	25 185 803	25 185 803
Reprise de report déficitaire antérieur	0	-61 322 470	-61 322 470
Retraitements	-14 935 254	62 663 967	47 728 713
Complément 2023 RA financier Tahiti Nord	17 344 820	-8 661	17 336 159
Complément de PIDR lissée RAD (*)	36 242 412	2 590 703	38 833 115
Ecart charges calculées PCG/lissée	-68 464 375	60 092 794	-8 371 580
Ecart sur plafonnement PCG	-58 112	-10 869	-68 981
Hors concession		325 654 633	325 654 633
Résultat net - PCG	423 715 750	567 315 512	991 031 262

(*) La quote part pour chaque concession est estimée (coûts affectés par centres de coûts)

4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés

4.4.0 Plafonnement des résultats

Le mécanisme de plafonnement est décrit à l'article 2.5 de l'avenant 18b du 20 juillet 2020 :

« En l'attente de l'application des recommandations de la CRE prévues à l'article 6 du présent avenant, il est instauré un mécanisme temporaire de plafonnement du résultat des concessions du Périmètre du Concessionnaire.

Pour ce faire, le Revenu Autorisé prévisionnel du Concessionnaire est calculé en prenant comme hypothèse de calcul un résultat net après impôt du Périmètre du Concessionnaire. Ce « Résultat de Référence » est établi à hauteur de 720 000 000 CFP (sept cent vingt millions de francs CFP), dans les conditions définies à l'annexe 2.

Ce résultat dépend de l'activité de l'entreprise, et varie avec le nombre de contrats de concession inclus au Périmètre du Concessionnaire :

- La sortie d'une concession fait diminuer le résultat de référence au prorata du « RE » perdu sur le « RE » total géré antérieurement ;
- Les éventuels nouveaux contrats de délégation conclus par le Concessionnaire ne sont pas concernés.

Les éventuels résultats qui excèderaient ce Résultat de Référence seront traités comme suit :

- Dans la limite de 130 000 000 CFP (cent trente millions de francs CFP) de dépassement du Résultat de Référence, 50% de ce dépassement sont conservés par le Concessionnaire au titre de l'intéressement à l'amélioration de la performance, les autres 50% étant déduits du « RA » de l'année suivante ;
 - Au-delà d'un dépassement de 130 000 000 CFP (cent trente millions de francs CFP) du Résultat de Référence, toute somme excédentaire est déduite du « RA » de l'année suivante ;
- Toute somme excédentaire (retraitée avant impôt) est déduite du « RA » de l'année suivante au prorata des « RA » de chaque concession. »

Impact de ce mécanisme sur les comptes de la concession :

Le résultat excédentaire (retraité avant impôt) est décomposé entre la part conservée par l'entreprise au titre de l'intéressement à la performance et la part à restituer aux clients au titre du plafonnement des résultats.

Ces deux quotes-parts sont réparties par concession au prorata des RA de chaque concession de l'exercice considéré.

Celle conservée par l'entreprise est laissée dans les comptes de la concession.

Celle à restituer aux clients est comptabilisée en « produit constaté d'avance » plafonnant de la sorte les résultats de la concession de l'exercice considéré.

En matière de trésorerie, cette quote-part déduite du « RA » de l'année suivante diminuant d'autant les sommes à facturer aux clients.

L'extourne en N+1 des produits constatés d'avance neutralise en résultat l'impact de la réduction du RA de l'exercice N+1.

Calcul du plafonnement 2024

Pour l'ensemble des concessions gérées par EDT, suite aux sorties de concessions, le plafond 2024 est de 523 129 610 CFP après IS. Le résultat soumis au plafonnement réalisé sur l'exercice s'élève à 875 807 969 CFP avant IS dont 2.183.073 CFP conservés par l'entreprise et 2.183.073 CFP à restituer aux clients.

En raison d'un RA de la concession représentant 84,20 % du RA des concessions gérées par EDT,

- la part conservée dans les comptes de la concession s'élève à 1.838.178 CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élève à 1.838.178 CFP

4.4.1 Revenu autorisé

Le Revenu Autorisé du Concessionnaire pour une année civile « n » est composé de trois éléments distincts : le « Revenu d'Exploitation » (RE), les « Coûts d'Energie » (CE) et le « Plafonnement N-1 ».

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= \text{RE 2024} + (\text{CE 2024} + \text{regul.CE 2023}) - \text{Plafonnement N-1} \\ 14.262.292.352 &= 6.390.856.091 + 7.884.624.290 - 13.188.028 - 0 \end{aligned}$$

4.4.1.1 Revenu d'Exploitation (RE)

La composante RE est calculée par application de forfaits annuels multipliés par des unités d'œuvres, lesquelles sont représentatives du service rendu.

A titre d'intéressement à la bonne gestion, la rémunération du concessionnaire intègre :

- un terme RF au titre de la surperformance des placements des excédents de trésorerie
- un terme PGR au titre de l'amélioration des rendements

$$\text{RE} = \text{C} + \text{D} + \text{P} + \text{RF} + \text{PGR}$$

	Nb UO exercice N-1	Nb UO exercice N	Variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	Variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	Variation en % / N-1
Activité de production									
Puissance maximale majorée	108 305	108 510	0,2%	23 029	23 802	3,4%	2 494 155 845	2 582 755 020	3,6%
Nb de kWh produits	246 009 182	290 070 435	17,9%	2,821	2,942	4,3%	693 991 902	853 387 220	23,0%
Ajustement TAC Avenant 18b							-110 200 480	-110 200 480	
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA	575,7	575,7		94 804 576	102 125 891	7,7%	94 804 576	102 125 891	7,7%
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	1 553	1 555	0,1%	1 189 780	1 263 776	6,2%	1 847 519 697	1 964 677 780	6,3%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	55 798	56 300	0,9%	17 534	18 615	6,2%	978 362 132	1 048 024 500	7,1%
RE - "Forfaits"							5 998 633 672	6 440 769 931	7,4%
Résultat financier							-172 082 000	-57 959 596	-66,3%
Partage des gains de rendement							21 420 024	8 045 756	
RE (Revenu de l'exploitation)							5 847 971 696	6 390 856 091	9,3%

4.4.1.2 Coûts d'Énergie (CE)

La composante CE correspond aux dépenses réelles liées à l'énergie, engagées par le Concessionnaire à savoir trois postes de charge :

$$CE = CUHPTF + E + T$$

- ➔ CUHPTF = valeur des combustibles (fioul, gazole, biocarburants), des huiles et des produits de traitement des fumées consommés pour la production thermique du Concessionnaire
- ➔ E = valeur de l'énergie électrique achetée, et de l'électricité d'origine renouvelable produite par le Concessionnaire.
- ➔ T = montant des redevances payées au concessionnaire de transport.

		2023			2024		
		Qté	Prix	XPF	Qté	Prix	XPF
Carburant : GO	C	72 516 639	84,66	6 139 373 641	65 422 537	59,14	3 868 964 190
Carburant : Fuel	C	0	0	0	0	0	0
Urée	U			16 557 195			8 069 127
Huiles	H	337 134	392,12	132 196 016	354 181	384,32	136 116 967
Energie achetée Hydro	E	130 272 304	12,95	1 686 745 336	165 258 542	12,66	2 092 262 289
Energie achetée Solaire	E	17 813 271	22,55	401 612 177	23 945 527	20,57	492 602 788
Prod ENR EDT							3 120 899
Transport	T	415 085 261	2,76	1 143 567 011	426 706 770	3,01	1 283 488 029
CE Total				9 520 051 376			7 884 624 290

En compléments des montants 2024, un avoir de 13.188.028 CFP (ajustement des tarifs Marama Nui 2023) vient diminuer d'autant le CE Tahiti Nord.

Achat de l'énergie solaire injectée dans le réseau de distribution par les centrales photovoltaïques des tiers

Le contrat d'achat donne l'obligation aux bénéficiaires de panneaux photovoltaïques de facturer au distributeur l'énergie injectée avec une périodicité mensuelle. Il a été décidé d'appliquer la prescription quinquennale en rejetant toute facturation établie avec un retard supérieur à 5 années.

Les charges d'énergie étant répercutées au franc le franc dans le prix de vente de l'électricité, cette modification est sans impact sur le résultat de la concession.

Prix des combustibles

	Gazole Tahiti	Arrêté CM
Acpt 01/2024	60,00	Arrêté n° 2406 CM du 20 décembre 2023
Acpt 02/2024	60,00	Arrêté n° 79 CM du 31 janvier 2024
Acpt 03/2024	60,00	Arrêté n° 234 CM du 28 février 2024
Acpt 04/2024	60,00	Arrêté n° 398 CM du 27 mars 2024
Acpt 05/2024	60,00	Arrêté n° 555 CM du 24 avril 2024
Acpt 06/2024	60,00	Arrêté n° 753 CM du 28 mai 2024
Acpt 07/2024	60,00	Arrêté n° 875 CM du 26 juin 2024
Acpt 08/2024	60,00	Arrêté n° 1169 CM du 25 juillet 2024
Acpt 09/2024	60,00	Arrêté n° 1471 CM du 28 août 2024
Acpt 10/2024	60,00	Arrêté n° 1702 CM du 25 septembre 2024
Acpt 11/2024	60,00	Arrêté n° 1965 CM du 30 octobre 2024
Acpt 12/2024	60,00	Arrêté n° 2211 CM du 27 novembre 2024

4.4.2 Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et Produits comptabilisés

Depuis la signature de l'avenant 18 b, les produits acquis au concessionnaire en raison de la vente d'énergie correspondent au Revenu Autorisé de l'exercice. Comptablement ils sont constitués par le chiffre d'affaires énergie facturé aux clients et par une écriture de régularisation (produits constatés d'avance ou facture à établir pour la différence).

Ces écritures de régularisation sont globalisées au niveau de l'ensemble des concessions gérées par EDT et constituent soit une dette envers les clients lorsque le CA facturé est supérieur au Revenu Autorisé, soit une créance sur les clients dans le cas inverse.

Lorsque le résultat des concessions considérées dépasse le plafond fixé à l'avenant 18b, le concessionnaire réduit ses produits comptabilisés par le biais d'une écriture de « produits constatés d'avance ». Cette écriture est extournée l'exercice suivant, de sorte à ce que ses « Produits autorisés » soient égaux au RA de l'exercice réduit du dépassement de plafond.

Exercice	Dépassement plafond	RA (A)		écritures comptables (B)		A+B Produits autorisés
		RA hors plafond	Déduction plafond N-1	PCA plafond N	Extourne PCA plafond N-1	
N	50	1000	n/a	-50	n/a	950
N+1	80	1010	-50	-80	50	930
N+2	0	1020	-80	0	80	1020

Pour assurer une bonne transparence des comptes, cette réduction de produit est répartie par concession et processus dans les comptes des délégations.

	Revenu autorisé (A)	Plafonnement (B)	Produit autorisé (A)+(B)
Activité de production	3 325 941 760	-428 660	3 325 513 100
Activité de dispatching	102 125 891	-13 162	102 112 729
Activité de distribution	1 964 677 780	-253 215	1 964 424 565
Activité de fourniture	1 048 024 500	-135 073	1 047 889 427
Résultat financier	-57 959 596	7 470	-57 952 126
Partage des gains de rendement	8 045 756	-1 037	8 044 719
Sous total (1)	6 390 856 091	-823 678	6 390 032 413
Carburant : GO	3 868 964 190	-517 230	3 868 446 960
Carburant : Fuel		0	0
Urée	8 069 127	0	8 069 127
Huiles	136 116 967	0	136 116 967
Energie achetée Hydro	2 079 074 261	-267 959	2 078 806 302
Energie achetée Solaire	492 602 788	-63 891	492 538 898
Prod ENR EDT	3 120 899	0	3 120 899
Transport	1 283 488 029	-165 421	1 283 322 608
Sous total (2)	7 871 436 262	-1 014 500	7 870 421 761
Total (1)+(2)	14 262 292 353	-1 838 178	14 260 454 174

		Tahiti Nord									
		2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	14 603 741 942	14 212 128 390	13 455 238 374	15 015 226 291	15 198 662 372	15 475 281 072	14 022 263 792	14 089 892 126	14 417 770 195	14 920 683 705
Péréquation	B	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-2 370 400 086	-2 215 095 727	-2 193 696 071	n/a	-2 477 746 396
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	13 104 880 986	11 807 168 065	11 896 196 055	n/a	12 442 937 309
Ecart RA/(CA+péréquation)		-341 449 589	1 155 894 682	180 825 559	-2 257 325 127	-2 517 920 889	n/a	n/a	543 563 105	-2 756 372 455	n/a
Revenu autorisé avant plafonnement		14 262 292 353	15 368 023 072	13 636 063 933	12 757 901 164	12 680 741 483	13 367 980 270	12 919 694 065	12 439 759 160	-2 756 372 455	12 442 937 309
Revenu autorisé y compris plafonnement n-1											
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-543 563 105	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	350 909 308	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA		-1 838 178			-49 672 102						
Produits comptabilisés		14 260 454 174	15 368 023 072	13 636 063 933	12 708 229 062	12 680 741 483	13 104 880 986	11 807 168 065	12 247 105 362	-2 756 372 455	12 442 937 309

Le détail du calcul du revenu autorisé ayant servi de base à cette répartition calculée conformément aux l'avenant 17b et 18b est détaillé au § 4.4.1

4.5 - Annexes

4.5.1 Annexe détail des charges d'énergie

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2024	Réalisé 2023
Nombre de kWh vendus Tahiti Nord	426 706 770	415 085 261
<u>Rendement (kWh) Energie elec vendue / Energie elec Produit</u>	92,9%	92,0%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Sous-total Achat PV Réseau TEP	2 518 771	
Achat PV TEP Mahana O'hiupe à 17,49F/kWh	1 803 634	
Achat PV TEP Mana solar à 19F/kWh	715 137	
Total Production Photovoltaïque (Fermes solaires)	2 518 771	
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	961 501	937 754
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	2 505 706	2 545 901
Achat Photovoltaïque à 35 F/kWh	1 333 682	1 779 379
Achat Photovoltaïque à 15,98 F/kWh	16 487 051	12 398 324
Achat electra 40F/kWh	138 816	151 913
Total Production Photovoltaïque (hors fermes)	21 426 756	17 813 271
Achat hydro Marama Nui Vaïte	11 862 701	6 360 327
Achat hydro Marama Nui Vaihira	20 165 875	13 794 532
Achat hydro Marama Nui Faatautia	30 701 669	24 353 621
Achat hydro Marama Nui Titaaviri	18 545 000	14 913 441
Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	59 616 615	50 495 550
Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	23 652 660	19 820 222
Achat production hydro CHPP et SPEA	714 021	534 611
Total Production Hydro	165 258 542	130 272 304
Total achat production EnR	189 204 069	148 085 575
% répartition production Punaruu	96,3%	97,0%
% répartition production Vairaatoa	3,7%	3,0%
Production brute thermique Punaruu	260 150 477	293 834 671
Production brute thermique Vairaatoa	10 096 930	9 021 463
Total production thermique (sortie alternateur)	270 247 408	302 856 135
Total production thermique NETTE	258 135 083	290 070 435
Total Achat energie (EDT et autres) en kWh	459 451 476	450 941 710
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasol Centrale thermique Punaruu (en réalisé global punaruu)	0,239	0,239
Gasol Centrale thermique Vairaatoa TAC	0,415	0,413
Gasol Centrale thermique Vairaatoa - Groupe	0,277	0,274
Fioul Centrale thermique Punaruu	0,239	0,239
<u>Stock Matières Premières GO volume</u>		
Stock Initial	4 012 985	3 500 593
achat Matière premiere	64 826 708	73 026 102
stock Final	3 417 156	4 010 056
consommation Matière 1iere	65 422 537	72 516 639
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,2421	0,239

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2024	Réalisé 2023
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil	59,138 F	84,662 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaite	12,66 F	12,65 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaihiria	10,00 F	10,18 F
Prix Achat hydro Marama Nui Faatautia	10,10 F	10,25 F
Prix Achat hydro Marama Nui Titaaviri	13,65 F	13,81 F
Prix Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	14,05 F	14,08 F
Prix Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	14,34 F	14,36 F
Achat production hydro CHPP	12,06 F	12,08 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 15,98 F/kWh	15,98 F	15,98 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,50 F	14,50 F
<u>Coût de l'énergie achetée ou consommée en KF Tahiti</u>		
<u>Stock Matières Premières GO XPF</u>		
Stock Initial	237 631 829	322 994 393
achat Matière premiere	3 833 477 448	6 053 837 672
stock Final	202 145 087	237 458 424
Consommation GO XPF	3 868 964 190	6 139 373 641
Huile	136 116 967	132 196 016
Urée	8 069 127	16 557 195
(CUHPF) Combustible, urée, huiles ...	4 013 150 284	6 288 126 852
Lissage dépassement 2023 sur 5 ans Article 16 (année 1/5)	-8 500 056	
Hydro Marama Nui Vaite	150 181 789	80 399 336
Hydro Marama Nui Vaihiria	201 658 750	140 393 099
Hydro Marama Nui Faatautia	310 086 857	249 340 517
Hydro Marama Nui Titaaviri	253 139 254	205 746 912
Hydro Marama Nui Haute Papenoo	837 613 443	710 578 437
Hydro Marama Nui moyenne Papenoo	339 179 151	284 435 250
Hydro CHPP	8 611 098	6 447 412
Hydroélectricité	2 092 262 289	1 686 745 336
Achat PV TEP Mahana O'hiupe à 17,49F/kWh	31 545 563	
Achat PV TEP Mana solar à 19F/kWh	12 213 784	
Photovoltaïque Fermes	43 759 347	
Photovoltaïque hors fermes	448 843 441	401 612 177
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	2 584 865 077	2 088 357 513
transport TEP	3,01	2,76
(T) Cout total transport en XPF	1 283 488 029	1 143 567 011

(*) Tahiti Nord	2024
Production	Total
Production thermique brute (kWh)	270 247 408
Vairaatoa	10 096 930
Punaruu	260 150 477
Auxiliaires et soutirages Vai	616 700
Auxiliaires et soutirages Pun	11 495 624
Pertes auxiliaires centrales	4,5%
Production th nette (kWh)	258 135 083

Production thermique nette (kWh) - Punaruu	248 654 853
Production thermique nette (kWh) - Vairaatoa	9 480 230

(**) Gasoil 2024 volume	Punaruu	Vairaatoa	Total
Stock initial	3 929 616	83 369	4 012 985
Achats	60 882 441	3 944 267	64 826 708
Stock final	3 268 440	148 717	3 417 156
Consommation matière première	61 543 803	3 878 669	65 422 472

(***) Gasoil 2024 CFP	Punaruu	Vairaatoa	Total
Stock initial	232 743 085	4 888 743	237 631 829
Achats	3 601 783 773	231 693 676	3 833 477 448
Stock final	193 407 990	8 737 097	202 145 087
Consommation matière première	3 641 118 868	227 845 322	3 868 964 190

4.5.2 Annexe Détail de la production thermique Tahiti

				Tahiti 2024		Tahiti Nord 2024		Secosud 2024				
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE												
P1 <												

			Tahiti 2024			Tahiti Nord 2024			Secosud 2024		
			Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
P2	Charges variables de production	PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	-853 277 232		-853 277 232	-853 277 232		-853 277 232			
		- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2023	331 825 786		331 825 786	290 070 435		290 070 435			
		- Forfait FP2 2024	2,942		2,942	2,942		2,942			
		Facturation P2 autres distributeurs	-123 745 394		-123 745 394						
		COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	880 449 965	-308 268	880 141 697	770 220 448	-269 674	769 950 774	110 229 517	-38 594	110 190 923
		par UO : kWh produits sortie de centrale	- 2,653		- 2,652	- 2,655		- 2,654			
		- Maintenance	654 488 009		654 488 009	572 548 206		572 548 206	81 939 803		81 939 803
		- AC	205 318 391		205 318 391	179 613 186		179 613 186	25 705 205		25 705 205
		- ACE	45 415 875		45 415 875	39 729 953		39 729 953	5 685 922		5 685 922
		- MO	149 466 414		149 466 414	130 753 697		130 753 697	18 712 717		18 712 717
		- AUTRES (provision rév groupes...)	254 287 329		254 287 329	222 451 369		222 451 369	31 835 960		31 835 960
		- Traitement des effluents	92 754 269		92 754 269	81 141 731		81 141 731	11 612 538		11 612 538
- Quote part des activités support affectées	133 207 687	-308 268	132 899 419	116 530 511	-269 674	116 260 837	16 677 176	-38 594	16 638 582		
- Fonctions supports	94 532 320		94 532 320	82 697 176		82 697 176	11 835 144		11 835 144		
- Frais de siège	38 675 367	-308 268	38 367 099	33 833 335	-269 674	33 563 661	4 842 032	-38 594	4 803 438		
Matières consommées	PRODUIT AUTORISE : Matières consommées	-4 012 633 054		-4 012 633 054	-4 012 633 054		-4 012 633 054				
	Facturation autres distributeurs	-574 338 968		-574 338 968							
	Par kWh produits sortie de centrale	12,09		12,09	13,83		13,83				
	- Consommations	4 587 489 252		4 587 489 252	4 013 150 284		4 013 150 284	574 338 968		574 338 968	
	- Fioul										
	- Gasoil	4 422 668 074		4 422 668 074	3 868 964 190		3 868 964 190	553 703 884		553 703 884	
- Huile	155 597 244		155 597 244	136 116 967		136 116 967	19 480 277		19 480 277		
- Urée	9 223 934		9 223 934	8 069 127		8 069 127	1 154 807		1 154 807		
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	33 079 275		33 079 275	33 079 275		33 079 275				
	- Couts directs	-18 785 729		-18 785 729	-18 785 729		-18 785 729				
	- Quote part des activités support affectées	1 007	-8	999	1 007	-8	999				
	- Fonctions supports										
	- Frais de siège	1 007	-8	999	1 007	-8	999				
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES				-1 065 942 340		-1 065 942 340				
	- Couts sur revente energie				970 945 829	12 932 412	983 878 241				
	MARGE AVANT IS				-94 996 511	12 932 412	-82 064 099				
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	-856 128 576		-856 128 576	-856 128 576		-856 128 576				
	- Couts directs	833 504 071		833 504 071	833 504 071		833 504 071				
	- AC	496 143 997		496 143 997	496 143 997		496 143 997				
	- ACE	207 397 493		207 397 493	207 397 493		207 397 493				
- MO	135 176 431		135 176 431	135 176 431		135 176 431					
- Quote part des activités support affectées	69 834 331		69 834 331	69 834 331		69 834 331					
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE											
	TOTAL DES PRODUITS	-9 227 137 795		-9 227 137 795	-9 227 137 795		-9 227 137 795				
	MARGE AVANT IS	-519 785 516	106 351 331	-413 434 185	-519 785 516	106 351 331	-413 434 185				
	- I.S.	207 758 627	-42 508 700	165 249 927	207 758 627	-42 508 700	165 249 927				
	MARGE NETTE	-312 026 889	63 842 631	-248 184 258	-312 026 889	63 842 631	-248 184 258				

5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

- 5.1 Variation du patrimoine immobilier
- 5.2 Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public
- 5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements
- 5.4 Dépenses de renouvellement
- 5.5 Méthode relative aux charges calculées
- 5.6 Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année
- 5.7 Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22
- 5.8 Plan de Renouvellement

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

Principe comptable

Les dépenses d'investissement (1^{er} établissement ou renouvellement) relatives aux immobilisations sont comptabilisées :

- en immobilisation à partir du jour de leur mise en service ;
- en immobilisation en-cours en l'attente, à ce stade elles ne sont pas incluses à l'inventaire.

	2023	Transfert (*)	Acquisition	Cession	2024
VB concessionnaire	19 853 585 224	1 000 000	933 515 319	-113 461 180	20 674 639 363
VB tiers & concédant	2 925 185 413				2 925 185 413
Immo incorporelles	0				0
Production	22 778 770 637	1 000 000	933 515 319	-113 461 180	23 599 824 776
VB concessionnaire	21 056 990 956	0	1 058 545 755	-625 099 815	21 490 436 896
VB tiers & concédant	4 142 830 914	-83 845 068	64 395 311	-31 938 777	4 091 442 380
Immo incorporelles	0				0
Distribution	25 199 821 870	-83 845 068	1 122 941 066	-657 038 592	25 581 879 276
Total	47 978 592 507	-82 845 068	2 056 456 385	-770 499 772	49 181 704 052

Production

(1) Détail des acquisitions de production :

Libellé des chantiers	Chantier	Nature	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
GP2504-RENOUV COMECO G2P	400000117175	COMBUSTIBLE	34 102 561	0	-	34 102 561
GP2539-CALFEUTREMENTS COUPE FEU CENTRALE PUNARUU	400000117176	BATIMENT	93 251 373	0	-	93 251 373
GP2556-RNV POMPE DE DEPOTAGE COMBUSTIBLE PUNARUU	400000117177	COMBUSTIBLE	4 676 270	0	-	4 676 270
GP3004-RNV FOSSE RETENTION DU TRANSFORMATEUR TR416P	400000117178	ENERGIE	10 546 300	0	-	10 546 300
R19004-RNV SILENCIEUX CHEMINEE G2P PUNARUU	400000117179	GROUPE	52 495 042	0	-	52 495 042
G23000-REVISION R6000H G2P	400000117181	GROUPE	39 760 294	100%	39 760 294	-
G24000-REVISION R6000H G3P	400000117182	GROUPE	28 943 111	100%	28 943 111	-
G23011-RNV COMPENSATEUR +ASSEMBLAGE SILENCIEUX G4P	400000117187	GROUPE	2 591 465	0	-	2 591 465
GP3005-RNV FOSSE DE RETENT° TRANSFORMATEUR TR211P	400000117188	SECURITE	9 726 847	0	-	9 726 847
GP2540-RNV POMPE DE BRASSAGE EAU SURCHAUFFEE G1P	400000117395	COMBUSTIBLE	1 043 048	0	-	1 043 048
GP2542-RNV POMPE DE BRASSAGE EAU SURCHAUFFEE G3P	400000117396	COMBUSTIBLE	1 023 995	0	-	1 023 995
GP3018-RNV PORTAIL ACCES BRASSERIE / RIVIERE	400000117397	AGENCEMENT BATIMENT	1 530 000	0	-	1 530 000
GP2541-RNV POMPE DE BRASSAGE EAU SURCHAUFFEE G2P	400000117398	COMBUSTIBLE	651 783	0	-	651 783
GRE101-USINAGE BATIMENT 12 BAS DE CHEMISES DU G1P	400000117400	PIECES GROUPE	8 421 652	0	-	8 421 652
GP2550-PERMUTATION PR RNV ALTERNATEUR DU G6P	400000117405	ALTERNATEUR GROUPE	87 282 753	0	-	87 282 753
G23008 - PIECES REPARABLES (PANOPLIES) PC4 2024	400000118265	PIECES GROUPE	165 077 712	0	-	165 077 712
G23001 - PIECES REPARABLES (PANOPLIES) PC4 2023	400000118266	PIECES GROUPE	379 603 623	0	-	379 603 623
CR5901-MODULES PHOTOVOLTA / IQUE 218WC HANGAR PUUR	400000117368	MODULES PHOTOVOLTAIQUES	4 761 207	100%	4 761 207	-
CR5901-STRUCTURE SUPPORT / MODULES HANGAR PUURAI	400000117369	MODULES PHOTOVOLTAIQUES	183 678	100%	183 678	-
CR5901-ARMOIRE REGULAT°/ / AUTOMATE HANGAR PUURAI	400000117370	ARMOIRE REGULATION	1	100%	1	-
CR5901-ONDULEURS SOL 10KW / SMC10000TL HANGAR PUU	400000117371	ONDULEURS SOLAIRES	1	100%	1	-
CR5904-MODULES PHOTOVOLTA / IQUE 200WC ATELIER PUN	400000117381	MODULES PHOTOVOLTAIQUES	2 406 885	100%	2 406 885	-
CR5904-STRUCTURE SUPPORTA / MODULES CENT ATEL PUNA	400000117382	MODULES PHOTOVOLTAIQUES	601 219	100%	601 219	-
CR5904-ARMOIRE REGULAT°/A / AUTOMATE CENT ATEL PUN	400000117383	ARMOIRE REGULATION	1	100%	1	-
CR5947-MODULES PHOTOVOLTA / IQUE 270WC ATELIER PUN	400000117389	MODULES PHOTOVOLTAIQUES	507 470	100%	507 470	-
002100-MODULES PHOTOVOLTA / IQUE 330WC ATEL.PUNARU	400000117390	MODULES PHOTOVOLTAIQUES	4 327 026	100%	4 327 026	-
CR5904-ONDULEURS SOL 10KW / SMC10000TL-10 PUNARUU	400000117392	ONDULEURS SOLAIRES	1	100%	1	-
CR5904-ONDULEURS SOL 10KW / SMC10000TL-10 PUNARUU	400000117393	ONDULEURS SOLAIRES	1	100%	1	-
Acquisitions			933 515 319		81 490 895	852 024 424

(2) Détail des cessions de production :

Libellé des chantiers	Chantier	Nature	Valeur Brute
AN CONSTRUCT.PUNARUU 2021TAHITI RENOUV 2021	400000000179	AN FILIERES	60 637 562
GROUPE G2P PUNARUUPIELSTICK 12PC4/2	400000000189	BATIMENT	19 953 058
CHEMINEE G2P PUNARUUPIELSTICK	400000000190	GROUPE	13 511 535
GROUPE G4P PUNARUUPIELSTICK 12PC4-2	400000000202	GROUPE	1 657 922
A.N FILIERE PUNARUUTAHITI	400000000239	GROUPE	17 701 103
Cessions			113 461 180

Distribution

Libellé des chantiers	Valeur Brute	Montant améliorant	Montant Renouvellement
Total travaux article 13	1 058 545 755	77 154 017	981 391 738
Totall financement Tiers	64 395 311	59 975 441	4 419 870
Total acquisition Distribution	1 122 941 066	137 129 458	985 811 608

5.2 – Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public

Production, inventaire des biens gérés

En MCFP

NATURE	Puissance en MW	date de mise en service	heure de marche 12/2024	Valeur Brute d'origine - MF	Amortissement économique	Valeur nette économique
Terrain				945	432	512
Bâtiment				2 564	1 786	778
G1P	12,6	01/01/1986	160 530	1 027	1 027	0
G2P	13,7	01/01/1988	170 501	1 337	1 118	219
G3P	13,1	01/01/1989	171 642	1 288	1 124	164
G4P	13,7	01/01/1994	139 010	1 443	1 376	67
G5P	17,00	01/05/2003	101 779	1 182	1 003	179
G6P	17,00	01/05/2003	99 518	1 313	871	442
G7P	17,00	22/12/2008	71 082	1 187	767	420
G8P	17,00	22/12/2008	71 796	1 203	778	424
GS				191	131	59
Pièces sécurité et reconditionnées				1 219	430	789
Filières				4 371	2 689	1 683
TOTAL CENTRALE EMILE MARTIN (PUNARUU)				19 270	13 533	5 736
Terrain				0	0	0
Bâtiment				404	404	0
G2V	HS	01/01/1995	124 024	199	199	0
G3V	7,40	01/01/1995	140 353	193	193	0
TAC	9,6	17/10/2007	10 345	816	562	254
GS				12	12	0
Pièces sécurité et reconditionnées				50	50	0
Filières				807	807	0
TOTAL CENTRALE VAIRAATO A				2 482	2 227	254
Putu Uira (2023 écart sur FNP)		23/12/2022		1 725	233	1 492
Putu Uira		31/12/2023		78	5	73
Autres				45	34	11
TOTAL AUTRES PRODUCTIONS TAHITI NORD				1 848	272	1 577
TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION				23 600	16 032	7 568

Ces biens font, sauf exception, l'objet d'un amortissement de caducité.

Distribution : inventaire des biens gérés

Coût (MCFP)	VO 31/12/2024		VO 31/12/2023		Amortissement économique	Valeur nette économique
Composants	Qté	Coût (MCFP)	Qté	Coût (MCFP)		
postes cabines		1 532		1 402	735	667
enveloppes	1068	736	1 067	730	453	277
transformateur	490	497	489	496	255	241
autres	7343	299	7 240	176	27	149
postes aériens		458		444	311	134
transformateur	494	423	480	409	289	120
armement poste	1472	35	1 472	35	22	14
poste source	10 969	2 229 2 229	10 961	2 207	1 428	779
organes de coupure aérien		121		121	89	32
IAT	323	70	323	70	48	22
IAM	710	51	710	51	41	10
télécommandes	1 295	70 70	1 295	70	37	33
réseau aérien		9 163		9 091	5 703	3 388
poteaux BT	19 592	2 213	19 431	2 177	1 035	1 142
poteaux HT	5 183	1 695	5 170	1 678	937	741
câbles aériens BT	967 124	1 399	966 029	1 394	1 109	284
câbles aériens HT	191 134	302	192 470	304	255	49
armements autres (PND)	759 749	3 554	768 213	3 539	2 367	1 172
réseau souterrain	1 223 175	6 734 6 734	1 218 021	6 715	2 536	4 179
comptages		4 244		4 036	2 685	1 351
monophasés	547 924	3 310	547 240	3 518	2 404	1 114
triphasés	35 565	289	35 280	309	193	116
ZMD	10 464	116	10 390	150	61	89
solaires monophasés	13 668	30	13 668	33	14	18
solaires triphasés	2 169	18	2 169	20	9	10
solaires ZMD	50	0	50	0	0	0
prépaiement	820	5	820	6	3	3
communicant	1 317	476			4	
autres distribution	36 840	946 946	36 819	930	538	392
dispatching	457	86 86	555	100	51	49
S/Total		25 582		25 116	14 113	11 005
Financements tiers non encore éclatés par composant				84		
TOTAL				25 200		

Afin de faire bénéficier les clients d'une baisse des charges annuelles récurrentes de 600 MCFP, le cahier des charges de la concession a introduit à compter de décembre 2015, le principe de la reprise des immobilisations par le concédant en fin de concession moyennant le versement au concessionnaire d'une indemnité égale à leur valeur non amortie.

Il a été convenu que cette indemnité limitée au réseau de distribution soit calculée composant par composant (poteaux bois, poteaux ciment composite, câbles, transformateurs...) sur la base de durées contractuelles d'amortissement telles qu'indiqué à l'annexe 5 de l'avenant 17 du 29 décembre 2015.

Cette exigence très lourde en matière de suivi oblige le concessionnaire :

- à la décomposition de ses immobilisations de distribution par composant,
- à l'éclatement du coût des chantiers de renouvellement ou d'extension par composant,
- à identifier les composants renouvelés et pour cela de créer un lien entre le Système d'Informations Géographiques (SIG) et l'inventaire comptable,
- à améliorer la fiabilité de son SIG.

Faute d'outils suffisamment puissants, la décomposition des lignes d'actifs immobilisées opérée en 2015 s'est limitée à un niveau regroupant, par exercice de mise en service, tous les composants du même type.

En 2023, la refonte informatique du process relatif à la production d'immobilisations a permis de lier entre elles les bases de données du SIG d'une part, des immobilisations d'autre part faisant que chaque composant immobilisé pris individuellement (poteau, section de câble, transformateur...) est localisable et possède ses coûts propres.

Des règles spécifiques ont été mises en place pour garder l'égalité des deux bases de données et le traitement en comptabilité de toutes les régularisations qui pourraient être apportées au SIG.

Les deux étapes de la décomposition des lignes d'actifs immobilisées pour passer d'un détail par chantier à un détail par composant se sont faites en répartissant les valeurs immobilisées sur l'inventaire technique des composants du SIG.

Ces éclatements ont été réalisés sans modification des valeurs immobilisées ou des amortissements comptabilisés au titre de chaque exercice.

L'éclatement du coût des chantiers par composant est réalisé sur la base de coûts standards par type de composant, la différence avec le coût total du chantier ou part non décomposable est comptabilisée en "armement et divers".

L'évolution d'une année par rapport à l'autre des coûts de production des composants (câbles et poteaux du réseau aérien) doit se mesurer après réintégration de la part non décomposable au prorata des montants immobilisés dans chaque catégorie de câbles ou poteaux.

La justification du coût d'un composant s'obtient en remontant a) au chantier d'origine auquel sont attachées les pièces ou factures justificatives b) à la fiche d'éclatement du coût du chantier sur ses composants.

5.3 – Suivi du programme contractuel d'investissements

Production :

Cf 5.1 - Variation du patrimoine immobilier

Distribution :

Extensions réalisées dans le cadre l'article 14 :

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	307430	345109 14A1 QT MIN CHIU PAPARA 012023743	1 766 665	1 766 665	
00	308550	345109 14A1 QT SANFORD PAPARA012023855	1 132 163	1 132 163	
00	308960	230094 14A1 QT CRIDLAND PAEA 012023896	444 856	444 856	
00	311300	345109 14A1 QT TEHEJURA ST HIL0120231130	565 895	312 989	252 906
00	311310	345109 14A1 QT THURET PAPARA0120231131	1 464 535	1 464 535	
00	341470	345109 14A1 QT PERON HITIAA0120234147	950 229	950 229	
00	343710	345109 14A1 QT WAN PK39 PAPARA0120234371	417 080	417 080	
00	345140	345109 14A1 QT BROTHERS ARUE 0120234514	300 338	300 338	
00	345160	345109 14A1 QT WAN PUNAAUIA 0120234516	751 299	751 299	
00	345170	345109 14A1 QT DOMINGO PAPENOO0120234517	887 213	887 213	
00	346190	345109 14A1 QT JUVENTIN PUNA0120234619	232 659	232 659	
00	352880	345109 14A1 QT LAUGHLIN FAAA0120235288	1 105 998	1 105 998	
00	353130	345109 14A1 QT WHITE LOT5 FAAA0120235313	407 008	407 008	
00	403700	345109 14A1 QT MANJARD PAPARA012024370	1 263 419	1 263 419	
00	GL2200	340040 ADHÉS° AU GIP LINKYRENOUV CPTEURS	4 690 261	4 690 261	
TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14a - travaux à l'initiative de l'autorité concédante			16 379 618	16 126 712	252 906

5.4 - Dépenses de renouvellement

5.4.1 Réalisé de l'exercice

Production :

Cf 5.1 - Variation du patrimoine immobilier

Distribution :

	Réalisé		
	Coût unitaire renouvellement	Quantité	Montant renouvellement
POTEAUX BT	172 099	250	43 024 672
POTEAUX HT	435 983	55	23 979 059
CABLES BT	1 208	226	273 044
IAT	-	-	-
INTERRUPTEUR SECTIONNEUR IPT	707 054	2	1 414 108
RESEAU SOUTERRAIN BT	36 519	318	11 603 415
RESEAU SOUTERRAIN HT	13 125	13 544	177 765 937
TELECOM (POSTE DP)	-	-	-
CELLULE HTA	922 394	1	922 394
COFFRETS BT	333 107	3	999 322
POSTE DE TRANSFORMATION HTA/BT	1 631 302	59	96 246 798
POSTE STRUCTURES	1 438 943	13	18 706 255
TABLEAU DE DISTRIBUTION BT	889 322	17	15 118 466
TRANSFORMATEUR HTA/BT	-	-	-
COMPTEURS	77 184	6 677	515 355 730
AUTRES COMPOSANTS	2 757 629	11	30 333 923
ARMEMENT RESEAUX AERIENS	58%	1	45 648 615
TOTAL RENOUVELLEMENT		21 177	981 391 738

5.4.2 Suivi des renouvellements réalisés

Production :

Production Chantiers de renouvellement	n° immobilisation	Date mise en service	VO totale	Taux d'améliorant	Montant Renouvellement	
					fin concession	fin tiers
GP2504-RENOUV COMECO G2P COMBUSTIBLE	400000117175	01/08/2024	34 102 561	0%	34 102 561	
GP2539-CALFEUTREMENTS COUPE FEU CENTRALE PUNARUU BATIMENT	400000117176	01/08/2024	93 251 373	0%	93 251 373	
GP2556-RNV POMPE DE DEPOTAGE COMBUSTIBLE PUNARUU COMBUSTIBLE	400000117177	01/08/2024	4 676 270	0%	4 676 270	
GP3004-RNV FOSSE RETENTION DU TRANSFORMATEUR TR416FENERGIE	400000117178	01/08/2024	10 546 300	0%	10 546 300	
R19004-RNV SILENCIEUX CHEMINEE G2P PUNARUU GROUPE	400000117179	01/08/2024	52 495 042	0%	52 495 042	
G23011-RNV COMPENSATEUR +ASSEMBLAGE SILENCIEUX G4/GROUPE	400000117187	02/01/2024	2 591 465	0%	2 591 465	
GP3005-RENV FOSSE DE RETENT° TRANSFORMATEUR TR211PSECURITE	400000117188	01/08/2024	9 726 847	0%	9 726 847	
GP2540-RNV POMPE DE BRASSAGE EAU SURCHAUFFEE G1P COMBUSTIBLE	400000117395	01/12/2024	1 043 048	0%	1 043 048	
GP2542-RNV POMPE DE BRASSAGE EAU SURCHAUFFEE G3P COMBUSTIBLE	400000117396	01/12/2024	1 023 995	0%	1 023 995	
GP3018-RNV PORTAIL ACCES BRASSERIE / RIVIERE AGENCEMENT BATIMENT	400000117397	01/08/2024	1 530 000	0%	1 530 000	
GP2541-RNV POMPE DE BRASSAGE EAU SURCHAUFFEE G2P COMBUSTIBLE	400000117398	01/01/2024	651 783	0%	651 783	
GRE101-USINAGE BATIMENT 12 BAS DE CHEMISES DU G1P PIECES GROUPE	400000117400	01/12/2024	8 421 652	0%	8 421 652	
GP2550-PERMUTATION PR RNV ALTERNATEUR DU G6P ALTERNATEUR GROUPE	400000117405	01/09/2024	87 282 753	0%	87 282 753	
G23008 - PIECES REPARABLES (PANOPLIES) PC4 2024 PIECES GROUPE	400000118265	31/12/2024	165 077 712	0%	165 077 712	
G23001 - PIECES REPARABLES (PANOPLIES) PC4 2023 PIECES GROUPE	400000118266	31/12/2024	379 603 623	0%	379 603 623	
TOTAL		2 024			852 024 424	-

Distribution :

Méthodologie de répartition du coût des chantiers sur leurs constituants :

Le coût de revient des travaux de distribution est réparti sur les principaux composants du chantier soit sur la base du coût de sortie magasin (ex transformateurs) majoré d'un forfait de main d'œuvre, soit du coût standard moyen des poteaux et des câbles HT, d'une part et BT d'autre part, la différence avec le coût global du chantier est comptabilisée en armement et part non décomposable.

Le coût moyen standard intègre les coûts de sortie magasin, les coûts de sous-traitance pose et dépose ainsi que de la main d'œuvre interne EDT, il correspond à la moyenne pondérée des coûts standard des différents poteaux ou câbles installés sur le réseau en BT d'une part, en HT d'autre part.

	Coût unitaire / réalisé		
	2024	2023	2022
POTEAUX BT	172 099	171 305	142 490
POTEAUX HT	435 983	426 518	347 658
CABLES BT	1 208	2 774	1 352
CABLES HT			3 773
IAT	0	1 407 980	1 840 111
IAM			1 233 474
Interrupteur sectionneur IPT	707 054	1 616 982	
RESEAU SOUTERRAIN BT	36 519	21 682	15 974
RESEAU SOUTERRAIN HT	13 125	24 798	
TELECOM (POSTE DP)			
CELLULE HTA	922 394	964 573	
COFFRETS BT	333 107	273 416	
POSTE DE TRANSFORMATION HTA/BT	1 631 302	3 524 325	
POSTE STRUCTURES	1 438 943	1 573 631	
TABLEAU DE DISTRIBUTION BT	889 322	532 134	
TRANSFORMATEUR HTA/BT	0	1 525 577	1 081 460
COMPTEURS	77 184		75 051
ARMEMENT RESEAUX AERIENS	58%	40%	65%

Il est à noter que l'absence de mise à jour des coûts standards fausse la vision du coût unitaire des seuls poteaux et câbles pour lesquels les très fortes augmentations résultant des crises COVID et guerre d'Ukraine (de l'ordre de 30%) se retrouvent dans le poste armement et part non décomposable.

Ce poste représente **58%** du coût des seuls poteaux et câbles du réseau aérien sur l'exercice

Suivi des quantités

	quantité / réalisé		
	2024	2023	2022
POTEAUX BT	250	402	805
POTEAUX HT	55	104	188
CABLES BT	226	1 093	5 881
CABLES HT	-	-	2 430
IAT	-	3	2
IAM	-	-	4
RESEAU SOUTERRAIN	13 862	1 413	8 263
TELECOM (POSTE DP)	-	-	-
E CELLULE HTA	1	17	-
E POSTE DE TRANSFORMATION HTA/BT	59	6	-
E TABLEAU DE DISTRIBUTION BT	17	10	-
E TRANSFORMATEUR HTA/BT	-	12	21

5.4.3 Besoin de renouvellement

5.4.3.1 Evolution du besoin de renouvellement

Production :

Le plan de renouvellement soumis au concédant le 5 avril 2019 s'élevait à 15.308.465.467 CFP.

Ce dernier non validé en l'état a fait l'objet de nombreuses discussions pendant près de deux ans aboutissant à un nouveau projet entièrement orienté vers la transition énergétique.

Tant les études réalisées que les commandes déjà passées démontrent que la très forte inflation constatée à la suite des crises sanitaire du Covid-19 et de la guerre d'Ukraine n'a pu être résorbée et que les prix actuels demeurent très supérieurs à ceux pratiqués auparavant.

Il en ressort que les plans de renouvellement et les budgets associés seront définis dans le cadre de l'avenant 20.

Distribution :

Le plan de renouvellement présenté par EDT le 5 avril 2019 s'élevait à 12.229.290.957 CFP couvrant la période 2018 à 2030.

Ce plan n'a pas été validé par le ministère lequel souhaitait un moindre provisionnement au bénéfice des clients.

Le plan nouveau présenté par EDT le 25 septembre 2019 et validé par le ministère ref 390/MAE du 18 mai 2020 s'élevait à 10.938.894.885 CFP et couvrait la période allant du 1er janvier 2019 au 30 septembre 2030.

composants	qté estimative	unité	Durée amort.	Total avec TVA à reverser
<u>postes distribution</u>				
enveloppes & GC	20	U	35	116 554 167
tableaux hta	70	U	25	233 108 333
tableau BT TUR	170	U	25	116 554 167
transfos cabine	100	U	35	116 554 167
coffret de télécommande	99	U	15	58 277 083
<u>postes sources</u>				
transfos puissance	2	U	35	228 580 000
tableaux hta et bt	2	U	25	285 725 000
batteries	10	U	10	11 655 417
protections	50	U	15	58 277 083
génie civil	2	U	35	34 287 000
télécommande et auxiliaires	10	U	15	58 277 083
réseau télécommunication (Fibre O)	10 000	ml	25	17 483 125
<u>reseau aérien</u>				
organes de coupure télécommandé et armement	60	U	15	81 587 917
organes de coupure manuel et armement	40	U	25	51 283 833
transformateurs et armement	150	U	30	349 662 500
poteaux HTA et armements bois	900	U	30	524 493 750
poteaux HTA et armements métallique	300	U	25	174 831 250
poteaux HTA et armements composite	200	U	50	116 554 167
poteaux BT et armements bois	5 300	U	30	1 158 257 031
poteaux BT et armements métallique	600	U	25	131 123 438
poteaux BT et armements composite	400	U	50	87 415 625
cables HTA	40 000	ml	25	233 108 333
cables BT	90 000	ml	25	244 763 750
<u>reseau sous terrain</u>				
cables HTA	136 000	ml	35	2 331 083 333
cables BT	17 000	ml	35	407 939 583
Grille et enveloppe	1 000	U	10	174 831 250
<u>comptage et branchement</u>				
comptages mécaniques	15 000	U	25	2 331 083 333
comptages numériques	7 500	U	10	582 770 833
enveloppes et grilles et cables	5 000	U	10	582 770 833
Dispatching : équipements	2	U	5	40 001 500
TOTAL				10 938 894 885

5.4.3.2 Reste à faire

Réalisé			
	Production*	Distribution	Total
2018	42 953 542		42 953 542
2019	115 879 663	353 947 817	469 827 480
2020	40 865 619	383 749 338	424 614 957
2021	270 863 134	1 058 661 993	1 329 525 127
2022	1 459 787 935	808 628 735	2 268 416 670
2023	424 345 969	365 521 824	789 867 793
2024	852 024 424	981 391 738	1 833 416 162
cumul	3 206 720 286	3 951 901 444	5 325 205 569

*déduction faite de l'apport des défiscalisants métropolitains

Reste à faire sur plan			
	Production plan 2018/2030	Distribution plan 2019/2030	Total
plan 2018 / 2030 et 2019 / 2030	15 308 465 477	10 938 894 885	26 247 360 362
- réalisé	(3 206 720 286)	(3 951 901 444)	(7 158 621 730)
+ ajustement du plan			-
Reste à faire (CFP)	12 101 745 191	6 986 993 441	19 088 738 632

Previsionnel de renouvellement

Production

Les renouvellements de l'exercice 2025 seront axés sur la clôture du plan Punaruu 2025, le rétrofit des groupes PC4. Le programme inclut l'évolution des moyens de production sur divers sites, le démantèlement de la centrale Vairatoa et le plan Punaruu 2030.

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

En matière de délégation de services public, le provisionnement des coûts futurs de renouvellement est une obligation, cette dernière est définie aux articles 7 et 24 de la concession « Le concessionnaire est tenu d'établir, d'exploiter, d'entretenir et de renouveler à ses frais les ouvrages faisant partie de la concession, de manière qu'ils soient maintenus en bon état de service » ;

« le concessionnaire sera tenu de remettre à l'autorité concédante tous les ouvrages et le matériel de la concession en bon état d'entretien ».

La méthode de comptabilisation de cette obligation issue du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 a pour but de sécuriser le maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations concédées ; à cette fin, et par la combinaison des amortissements de caducité, amortissements techniques et provisions pour renouvellement, le concessionnaire doit mettre de côté les ressources financières nécessaires au financement des renouvellements.

Outre sa difficulté de compréhension pour des non professionnels, cette méthode a pour inconvénient :

- de n'être applicable qu'aux seuls biens en remise gratuite en fin de concession ;
- Et pour les autres biens :
- d'alourdir les charges de début de concession et d'alléger celles de fin de concession (au fur et à mesure des renouvellements) ¹⁾;
 - de générer dans les comptes de la concession et à chaque révision des plans de renouvellement, des impacts « one shot » importants ;

- de ne pas donner une vision économique de la rentabilité du contrat sur la période considérée ;
- de ne pas être adapté à l'approche par composant des réseaux

Les arrêtés 2099 et 2100 du 17 décembre 2015 relatifs à la comptabilité appropriée, donnent pour obligation au concessionnaire de présenter ses comptes de manière économique et à cette fin §218-3 d'opérer tous retraitements susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités.

Sont directement visés par ces arrêtés §218-9, les charges de renouvellements.

§ 218-10 - L'opérateur justifie de sa charge économique de renouvellement en présentant annuellement sa méthode de valorisation de la charge économique de renouvellement ainsi qu'un programme de renouvellement des actifs considérés par l'opérateur comme renouvelables.

Cette méthode est conforme au point 218-6 de l'arrêté 725 CM du 21 mai 2024.

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place au 1^{er} janvier 2017 et de manière prospective une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement ;
- elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

Amortissement technique des biens au bilan

La base amortissable est composée du montant brut des immobilisations figurant au bilan duquel est déduit la part financée par les tiers ou le concédant, l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisées.

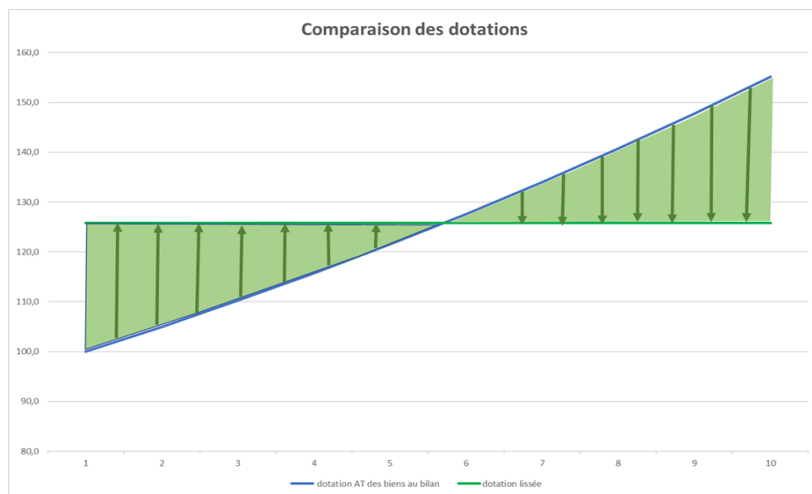
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

A patrimoine inchangé la valeur brute des biens au bilan et les dotations aux amortissements s'y rapportant augmentent chaque année en raison des surcoûts de renouvellement.

Dotation/reprise de lissage

Afin d'obtenir des dotations identiques sur la durée de la concession, il est fait recours à des dotations/reprises de lissage avec pour contrepartie un compte « Actif/Passif de renouvellement ».

Les dotations/reprises de lissage (flèches vertes) sont calculées par différence entre la dotation de l'exercice à l'amortissement des biens figurant au bilan et la moyenne sur la durée résiduelle de la concession des mêmes dotations.



La courbe bleue représente la courbe ascendante des dotations à l'amortissement technique des biens au bilan

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage.

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée.

La surface verte représente « l'actif/passif » de renouvellement.

A la mise en application de cette méthode, toutes les dotations antérieures au renouvellement (AT/PR) ont été transférées dans « l'actif/passif de renouvellement ».

En fin de concession, cet « actif/passif de renouvellement » sera à zéro, le cumul des dotations étant par construction égal au cumul des reprises.

Détail des calculs / Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	19 666 164 770	19 828 229 018	19 761 438 337	19 786 109 905	19 451 297 260	19 557 757 627	21 349 917 214
acquisitions	53 271 383	42 953 542	115 879 663	40 865 619	270 863 134	1 459 787 935	424 345 969
acquisitions financement Tiers						434 499 642	
tranferts/réguls	162 064 250	(13 960 140)			(253 118)		
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(53 271 385)	(95 784 083)	(91 208 095)	(375 678 264)	(164 149 649)	(102 127 990)	(236 835 524)
- origine financement tiers							
VO Clôture	19 828 229 018	19 761 438 337	19 786 109 905	19 451 297 260	19 557 757 627	21 349 917 214	21 537 427 659
- Financements tiers cumul	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)
- IFC biens au bilan clôture	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC renouvelInt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
base amortissable	17 970 315 309	17 903 524 628	17 928 196 196	17 593 383 551	17 699 843 918	19 057 503 863	19 245 014 308
cumul doté à l'ouverture	14 117 357 097	14 392 568 398	14 519 230 388	14 719 147 552	14 638 916 039	14 797 274 143	15 179 852 565
sortie AT sur sortie immo		(159 463 627)	(91 208 095)	(375 678 264)	(164 149 649)	(102 127 990)	(226 427 365)
reste à amortir	3 852 958 212	3 670 419 857	3 500 173 903	3 249 914 263	3 225 077 528	4 362 357 710	4 291 589 108
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation sur TN	248 222 536	252 919 782	256 857 605				
dotation part du Sud	26 988 765	33 205 835	34 267 654				
dotation exercice	275 211 301	286 125 617	291 125 259	295 446 751	322 507 753	484 706 412	536 448 638
dotations cumulées	14 392 568 398	14 519 230 388	14 719 147 552	14 638 916 039	14 797 274 143	15 179 852 565	15 489 873 839
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 577 746 911	3 384 294 240	3 209 048 644	2 954 467 512	2 902 569 775	3 877 651 298	3 755 140 469
mécanique de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouvertu	(11 955 933 456)	(12 195 068 650)	(12 436 375 671)	(12 664 194 671)	(12 888 551 998)	(13 083 461 838)	(13 115 044 681)
dotations/reprisesB	(239 135 194)	(241 307 021)	(227 819 000)	(224 357 327)	(194 909 840)	(31 582 843)	20 159 383
Actif/Passif de renouvellement cloture	(12 195 068 650)	(12 436 375 671)	(12 664 194 671)	(12 888 551 998)	(13 083 461 838)	(13 115 044 681)	(13 094 885 298)
dotation aux amortissements A	(275 211 301)	(286 125 617)	(291 125 259)	(295 446 751)	(322 507 753)	(484 706 412)	(536 448 638)
dotation hors améliorant lissée A+B	(514 346 495)	(527 432 638)	(518 944 259)	(519 804 078)	(517 417 593)	(516 289 255)	(516 289 255)
moyenne des dotations	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)
écart sur moyenne exercice	3 121 245	(9 964 898)	(1 476 519)	(2 336 338)	50 147	1 178 485	1 178 485
écart sur moyenne en cumulé	3 121 245	(6 843 653)	(8 320 172)	(10 656 510)	(10 606 363)	(9 427 879)	(8 249 394)

Traitement de l'améliorant

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	66 105 032	208 426 727	254 013 929	728 183 811	1 124 159 580	1 147 059 736
acquisitions financement concession	66 105 032	142 321 695	45 587 202	474 169 882	395 975 769	22 900 156	94 283 240
acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	66 105 032	208 426 727	254 013 929	728 183 811	1 124 159 580	1 147 059 736	1 241 342 976
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-		(7 000 000)	7 000 000
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	(7 000 000)	-
	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%
base amortissable	66 105 032	208 426 727	254 013 929	728 183 811	1 124 159 580	1 140 059 736	1 241 342 976
cumul doté à l'ouverture	0	(4 721 788)	(20 391 399)	(39 859 943)	(102 434 840)	(204 607 314)	(308 546 472)
reste à amortir	66 105 032	203 704 939	233 622 530	688 323 868	1 021 724 740	935 452 422	932 796 504
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	(4 721 788)	(15 669 611)	(19 468 544)	(62 574 897)	(102 172 474)	(103 939 158)	(116 599 563)
dotations cumulées	(4 721 788)	(20 391 399)	(39 859 943)	(102 434 840)	(204 607 314)	(308 546 472)	(425 146 035)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	61 383 244	188 035 328	214 153 986	625 748 971	919 552 266	831 513 264	816 196 941
TAC : reprise lissée de provision pour dépréciation						34 744 630	34 744 630
impact exercice(+) = produit	(519 068 283)	(543 102 249)	(538 412 803)	(582 378 975)	(619 590 067)	(585 483 783)	(598 144 188)

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	21 537 427 659	22 276 990 903	23 374 967 132	24 447 261 101	26 464 218 632	28 406 649 148	28 277 827 078
acquisitions	852 024 424	2 016 957 532	2 016 957 532	2 016 957 532	2 016 957 532	2 016 957 532	2 016 957 532
acquisitions financement Tiers							
tranferts/réguls	1 000 000						
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(113 461 180)	(918 981 303)	(944 663 563)	-	(74 527 016)	(2 145 779 601)	(60 356 031)
- origine financement tiers							
VO Clôture	22 276 990 903	23 374 967 132	24 447 261 101	26 464 218 632	28 406 649 148	28 277 827 078	30 234 428 579
- Financements tiers cumul	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)
- IFC biens au bilan clôture	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC améliorant cumulé	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC renouvelInt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
base amortissable	19 984 577 552	21 082 553 781	22 154 847 750	24 171 805 281	26 114 235 797	25 985 413 727	27 942 015 228
cumul doté à l'ouverture	15 489 873 839	16 034 721 929	16 110 209 485	16 563 406 288	18 465 506 036	20 965 397 946	22 402 516 036
sortie AT sur sortie immo	(113 461 180)	(918 981 303)	(944 663 563)	-	(74 527 016)	(2 145 779 601)	(60 356 031)
reste à amortir	4 608 164 893	5 966 813 155	6 989 301 827	7 608 398 994	7 723 256 777	7 165 795 383	5 599 855 223
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation sur TN							
dotation part du Sud							
dotation exercice	658 309 270	994 468 859	1 397 860 365	1 902 099 748	2 574 418 926	3 582 897 692	5 599 855 223
dotations cumulées	16 034 721 929	16 110 209 485	16 563 406 288	18 465 506 036	20 965 397 946	22 402 516 036	27 942 015 228
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 949 855 623	4 972 344 296	5 591 441 462	5 706 299 245	5 148 837 851	3 582 897 692	-
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(13 094 885 298)	(12 953 008 140)	(12 474 971 393)	(11 593 543 140)	(10 207 875 504)	(8 149 888 690)	(5 083 423 111)
dotations/reprisesB	141 877 158	478 036 747	881 428 253	1 385 667 636	2 057 986 813	3 066 465 579	5 083 423 111
Actif/Passif de renouvellement cloture	(12 953 008 140)	(12 474 971 393)	(11 593 543 140)	(10 207 875 504)	(8 149 888 690)	(5 083 423 111)	-
dotation aux amortissements A	(658 309 270)	(994 468 859)	(1 397 860 365)	(1 902 099 748)	(2 574 418 926)	(3 582 897 692)	(5 599 855 223)
dotation hors améliorant lissée A+B	(516 432 112)	(516 432 112)	(516 432 112)	(516 432 112)	(516 432 112)	(516 432 112)	(516 432 112)
moyenne des dotations	(517 539 169)	(517 539 169)	(517 539 169)	(517 539 169)	(517 539 169)	(517 539 169)	(517 539 169)
écart sur moyenne exercice	1 107 056	1 107 056	1 107 056	1 107 056	1 107 056	1 107 056	1 107 056
écart sur moyenne en cumulé	(6 642 337)	(5 535 281)	(4 428 225)	(3 321 169)	(2 214 112)	(1 107 056)	0
Traitement de l'améliorant	(98 061 241)						
VO Ouverture	1 241 342 976	1 322 833 871	1 322 833 871	1 322 833 871	1 322 833 871	1 322 833 871	1 322 833 871
acquisitions financement concession	81 490 895						
acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	1 322 833 871	1 322 833 871	1 322 833 871	1 322 833 871	1 322 833 871	1 322 833 871	1 322 833 871
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	-
base amortissable	1 322 833 871	1 322 833 871	1 322 833 871	1 322 833 871	1 322 833 871	1 322 833 871	1 322 833 871
cumul dotà l'ouverture	(425 146 035)	(553 387 154)	(681 628 274)	(809 869 393)	(938 110 513)	(1 066 351 632)	(1 194 592 751)
resteà amortir	897 687 836	769 446 716	641 205 597	512 964 478	384 723 358	256 482 239	128 241 119
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	(128 241 119)	(128 241 119)	(128 241 119)	(128 241 119)	(128 241 119)	(128 241 119)	(128 241 119)
dotations cumulées	(553 387 154)	(681 628 274)	(809 869 393)	(938 110 513)	(1 066 351 632)	(1 194 592 751)	(1 322 833 871)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	769 446 716	641 205 597	512 964 478	384 723 358	256 482 239	128 241 119	-
TAC : reprise lissée de provision pour dépréciation	34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630
impact exercice(+) = produit	(609 928 601)	(609 928 601)	(609 928 601)	(609 928 601)	(609 928 601)	(609 928 601)	(609 928 601)

Détail des calculs / Distribution et dispatching :

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	22 092 241 675	21 822 492 143	21 776 404 495	21 726 373 296	21 832 075 024	22 302 863 881	22 930 499 225
acquisitions financement concession	598 179 884	569 098 069	358 730 052	383 863 609	979 029 720	808 628 735	365 521 824
acquisitions fin concession régul							74 735 767
tranferts	(162 064 250)	246 882	(43)				
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(346 075 005)	(296 146 551)	(194 929 748)	(222 681 897)	-404 105 438	-82 584 809	-88 404 816
	57,9%	52,0%	54,3%	58,0%	41,3%	10,2%	10,2%
- origine financement tiers	(359 790 161)	(319 286 048)	(213 831 460)	(55 479 984)	-104 135 425	-98 408 582	-47 515 141
VO Clôture	21 822 492 143	21 776 404 495	21 726 373 296	21 832 075 024	22 302 863 881	22 930 499 225	23 234 836 859
- Financements tiers cumul	(3 948 600 191)	(3 629 314 143)	(3 415 482 683)	(3 360 002 699)	(3 255 867 274)	(3 157 458 692)	(3 109 943 551)
- IFC biens au bilan clôture	(2 897 786 215)	(3 511 416 919)	(3 795 564 462)	n/a	n/a	n/a	(5 945 329 186)
- IFC améliorant cumulé	(64 722 197)	(116 004 707)	(201 205 903)	n/a	n/a	n/a	414 957 103
- IFC hors biens améliorants	(2 833 064 018)	(3 395 412 212)	(3 594 358 559)	(3 778 894 710)	(4 722 996 090)	(5 287 055 584)	(5 530 372 083)
- IFC renouvelInt exercice	n/a	n/a	n/a				72,00%
- IFC hors biens améliorants	(2 833 064 018)	(3 395 412 212)	(3 594 358 559)	(3 778 894 710)	(4 722 996 090)	(5 287 055 584)	(5 530 372 083)
base amortissable	15 040 827 934	14 751 678 140	14 716 532 054	14 693 177 615	14 324 000 517	14 485 984 949	14 594 521 225
cumul doté à l'ouverture	8 713 767 144	8 826 756 211	9 028 230 618	9 323 787 970	9 609 453 769	9 713 756 271	10 170 595 183
sortie AT sur sortie immo	(346 075 005)	(296 146 551)	(194 929 748)	(222 681 897)	(404 105 438)	(82 584 809)	(88 404 816)
reste à amortir	6 673 135 795	6 221 068 480	5 883 231 184	5 592 071 542	5 118 652 186	4 854 813 487	4 512 330 858
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	459 064 072	497 620 958	490 487 100	508 347 696	508 407 940	539 423 721	564 041 357
dotations cumulées	8 826 756 211	9 028 230 618	9 323 787 970	9 609 453 769	9 713 756 271	10 170 595 183	10 646 231 724
Vo - fin tiers - IFC - dotations	6 214 071 723	5 723 447 522	5 392 744 084	5 083 723 845	4 610 244 246	4 315 389 766	3 948 289 501
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	-	(249 162 726)	(465 700 913)	(591 664 322)	(720 722 058)	(801 205 586)	(851 754 534)
dotations/reprisesB	(249 162 726)	(216 538 187)	(125 963 409)	(129 057 736)	(80 483 528)	(50 548 948)	(29 738 469)
Actif/Passif de renouvellement cloture	(249 162 726)	(465 700 913)	(591 664 322)	(720 722 058)	(801 205 586)	(851 754 534)	(881 493 003)
dotation aux amortissements A	(459 064 072)	(497 620 958)	(490 487 100)	(508 347 696)	(508 407 940)	(539 423 721)	(564 041 357)
dotation hors améliorant lissée A+B	(708 226 798)	(714 159 145)	(616 450 509)	(637 405 433)	(588 891 468)	(589 972 669)	(593 779 826)
moyenne des dotations	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)
écart sur moyenne exercice	(93 559 324)	(99 491 671)	(1 783 036)	(22 737 959)	25 776 006	24 694 804	20 887 648
écart sur moyenne en cumulé	(93 559 324)	(193 050 996)	(194 834 032)	(217 571 991)	(191 795 985)	(167 101 181)	(146 213 533)
Traitement de l'améliorant							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-						
acquisitions financement concession régul	95 411 085	141 234 694	159 588 642	327 389 603	132 741 928	69 808 234	80 659 227
acquisitions financement concession							(74 735 767)
acquisitions autres financement Tiers	128 769 777	193 586 458	117 256 529	116 115 956	157 152 471	236 161 104	83 845 068
VO Clôture	224 180 862	559 002 014	835 847 185	1 279 352 744	1 569 247 143	1 875 216 481	1 964 985 009
Financements tiers cumul	(128 769 777)	(322 356 235)	(439 612 764)	(555 728 720)	(712 881 191)	(949 042 295)	(1 032 887 363)
- IFC améliorant exercice	(64 722 197)	(51 282 510)	(85 201 196)	(82 430 717)	(34 572 790)	(46 610 785)	(50 136 908)
	68%			71%	0%	0%	72%
- IFC biens au bilan cumulé	(64 722 197)	(116 004 707)	(201 205 903)	(283 636 620)	(318 209 410)	(364 820 195)	(414 957 103)
	68%	49%	51%	39%	37%	39%	41%
base amortissable	30 688 888	120 641 072	195 028 518	439 987 403	538 156 541	561 353 990	517 140 542
cumul doté à l'ouverture	0	(2 192 063)	(11 303 526)	(26 613 942)	(64 193 347)	(115 046 946)	(164 636 617)
reste à amortir	30 688 888	118 449 008	183 724 992	413 373 462	473 963 194	446 307 045	352 503 925
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	(2 192 063)	(9 111 462)	(15 310 416)	(37 579 406)	(50 853 598)	(49 589 672)	(44 062 991)
dotations cumulées	(2 192 063)	(11 303 526)	(26 613 942)	(64 193 347)	(115 046 946)	(164 636 617)	(208 699 608)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	28 496 825	109 337 546	168 414 576	375 794 056	423 109 596	396 717 373	308 440 934
Caducité : reprise lissée	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854
impact exercice(+) = produit	(92 995 007)	(105 846 753)	(14 337 071)	(57 560 984)	(22 321 212)	(22 138 487)	(20 418 962)

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	23 234 836 859	23 563 609 874	24 004 759 658	24 445 909 441	24 887 059 224	25 328 209 008	25 769 358 791
acquisitions financement concession	981 391 738	1 215 129 294	1 215 129 294	1 215 129 294	1 215 129 294	1 215 129 294	911 346 971
acquisitions fin concession régul	4 419 870						
transferts							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(625 099 815)	(773 979 511)	(773 979 511)	(773 979 511)	(773 979 511)	(773 979 511)	(580 484 633)
	63,7%	63,7%	63,7%	63,7%	63,7%	63,7%	63,7%
- origine financement tiers	(31 938 777)						
VO Clôture	23 563 609 874	24 004 759 658	24 445 909 441	24 887 059 224	25 328 209 008	25 769 358 791	26 100 221 129
- Financements tiers cumul	(3 082 424 644)	(3 082 424 644)	(3 082 424 644)	(3 082 424 644)	(3 082 424 644)	(3 082 424 644)	(3 082 424 644)
- IFC biens au bilan clôture	(6 480 983 494)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	465 094 011	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(6 015 889 483)	(6 015 889 483)	(6 989 619 132)	(8 005 186 712)	(9 062 592 222)	(10 161 835 662)	(11 302 917 032)
- IFC renouvelInt exercice		(973 729 649)	(1 015 567 580)	(1 057 405 510)	(1 099 243 440)	(1 141 081 370)	(887 189 475)
	75,71%	79,47%	83,18%	86,94%	90,66%	94,40%	98,13%
- IFC hors biens améliorants	(6 015 889 483)	(6 989 619 132)	(8 005 186 712)	(9 062 592 222)	(10 161 835 662)	(11 302 917 032)	(12 190 106 508)
base amortissable	14 465 295 747	13 932 715 881	13 358 298 085	12 742 042 359	12 083 948 702	11 384 017 115	10 827 689 977
cumul doté à l'ouverture	10 646 231 724	10 656 012 458	10 557 146 769	10 498 193 424	10 478 671 025	10 497 777 243	10 553 907 424
sortie AT sur sortie immo	(625 099 815)	(773 979 511)	(773 979 511)	(773 979 511)	(773 979 511)	(773 979 511)	(580 484 633)
reste à amortir	4 444 163 838	4 050 682 935	3 575 130 827	3 017 828 446	2 379 257 188	1 660 219 382	854 267 186
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	634 880 548	675 113 822	715 026 165	754 457 111	793 085 729	830 109 691	854 267 186
dotations cumulées	10 656 012 458	10 557 146 769	10 498 193 424	10 478 671 025	10 497 777 243	10 553 907 424	10 827 689 977
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 809 283 290	3 375 569 112	2 860 104 661	2 263 371 334	1 586 171 459	830 109 691	-
mécanique de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(881 493 003)	(871 676 347)	(821 626 418)	(731 664 146)	(602 270 928)	(434 249 091)	(229 203 293)
dotations/reprisesB	9 816 655	50 049 929	89 962 272	129 393 218	168 021 836	205 045 798	229 203 293
Actif/Passif de renouvellement cloture	(871 676 347)	(821 626 418)	(731 664 146)	(602 270 928)	(434 249 091)	(229 203 293)	(0)
dotation aux amortissements A	(634 880 548)	(675 113 822)	(715 026 165)	(754 457 111)	(793 085 729)	(830 109 691)	(854 267 186)
dotation hors améliorant lissée A+B	(625 063 893)	(625 063 893)	(625 063 893)	(625 063 893)	(625 063 893)	(625 063 893)	(625 063 893)
moyenne des dotations	(630 309 507)	(630 309 507)	(630 309 507)	(630 309 507)	(630 309 507)	(630 309 507)	(630 309 507)
écart sur moyenne exercice	5 245 614	5 245 614	5 245 614	5 245 614	5 245 614	5 245 614	5 245 614
écart sur moyenne en cumulé	(31 473 684)	(26 228 070)	(20 982 456)	(15 736 842)	(10 491 228)	(5 245 614)	-

Traitement de l'améliorant							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture							
acquisitions financement concession régul	77 154 017						
acquisitions financement concession régul							
financement tiers	(83 845 068)						
acquisitions autres financement Tiers	59 975 441						
VO Clôture	2 018 269 399	2 018 269 399	2 018 269 399	2 018 269 399	2 018 269 399	2 018 269 399	2 018 269 399
Financements tiers cumul	(1 009 017 736)	(1 092 862 804)	(1 092 862 804)	(1 092 862 804)	(1 092 862 804)	(1 092 862 804)	(1 092 862 804)
- IFC améliorant exercice	(50 136 908)	-	-	-	-	-	-
	76%	79%	83%	87%	91%	94%	98%
- IFC biens au bilan cumulé	(465 094 011)	(465 094 011)	(465 094 011)	(465 094 011)	(465 094 011)	(465 094 011)	(465 094 011)
	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%
base amortissable	544 157 652	460 312 584	460 312 584	460 312 584	460 312 584	460 312 584	460 312 584
cumul doté à l'ouverture	(208 699 608)	(256 622 186)	(290 570 585)	(324 518 985)	(358 467 385)	(392 415 784)	(426 364 184)
reste à amortir	335 458 044	203 690 398	169 741 999	135 793 599	101 845 199	67 896 799	33 948 400
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	(47 922 578)	(33 948 400)	(33 948 400)	(33 948 400)	(33 948 400)	(33 948 400)	(33 948 400)
dotations cumulées	(256 622 186)	(290 570 585)	(324 518 985)	(358 467 385)	(392 415 784)	(426 364 184)	(460 312 584)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	287 535 466	169 741 999	135 793 599	101 845 199	67 896 799	33 948 400	-
Caducité : reprise lissée	640 486 377	640 486 377	640 486 377	640 486 377	640 486 377	640 486 377	479 048 715
Impact exercice(+) = produit	(32 500 093)	(18 525 915)	(18 525 915)	(18 525 915)	(18 525 915)	(18 525 915)	(179 963 578)

5.6 - Dépenses d’améliorant réalisées dans l’année

Cf paragraphe 5.1 Variation du patrimoine immobilier pour la production et 5.3 Suivi du programme contractuel d’investissement pour la distribution.

5.7 - Indemnités de fin de concession

Article 22.1 Biens de production

L'article 22.1 « REPRISE DES INSTALLATIONS EN FIN DE CONCESSION » du cahier des charges prévoit qu'il sera attribué une indemnité au concessionnaire pour la valeur non amortie des ouvrages faisant partie intégrante de la concession, établis par le concessionnaire pendant les dix dernières années de la concession et pour autant que le

concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur premier établissement.

Cette clause n'est effective que pour les biens améliorants mis en service à compter du 1er janvier 2021.

Par dérogation aux alinéas ci-dessus, et compte tenu de l'absence d'amortissement sur les biens fonciers, les terrains servant d'assise aux biens de production, et listés en Annexe 4 de l'avenant 17 au présent cahier des charges, seront retournés au Concédant en contrepartie du versement d'une indemnité équivalente à leur valeur d'acquisition, telle que spécifiée dans ladite annexe.

DESIGNATION	COMMUNE	TITRE DE PROPRIETE	REFERENCES	SURFACE (M2)	MONTANT DE L'INDEMNITE (CFP)
Terrain principal Centrale Emile MARTIN	PUNAAUIA	Acte d'échange transcrit le 23.12.1985 (n°07, vol.1351)	Lots 115 à 123 et 134 à 142 du lotissement basse vallée de Punaruu	19.428	118 000 000
Terrain stockage principal PAPATI	PUNAAUIA	Acte d'achat transcrit le 27.05.2005 (n°19, vol.2996)	Lot E lotissement BROTHERTON parcelle S 271	10.794	449 244 800
Terrain stockage supplémentaire PAPATI	PUNAAUIA	Acte d'achat transcrit le 10.06.2008 (n°3, vol.3376)	Terre TUPAPAUPITI, parcelle S 281	3.006	168 845 155
					736 089 955

Article 22.2 Biens de distribution

L'article 22.2 « REPRISE DES INSTALLATIONS EN FIN DE CONCESSION » du cahier des charges prévoit qu'il sera attribué une indemnité au concessionnaire pour la valeur non amortie des ouvrages pour autant que le concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur premier établissement.

La valeur non amortie des ouvrages justifiant du montant de l'indemnité de fin de concession sera égale au montant des dépenses immobilisées et justifiées par le Concessionnaire après déduction d'un amortissement calculé de façon linéaire sur la durée de vie contractuelle du bien auquel il se rapporte (cf. tableau des durées de vie en Annexe 5 de l'avenant 17).

(CFP)	VNC ou IFC Prévisionnelle			
	Sur biens à renouveler	Sur biens existants au bilan au 31/12/2024 et non renouvelables	Total prévisionnel à fin de concession	Rappel estimation précédente
ARMEMENTS POSTES		4 839 136	4 839 136	4 854 115
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	274 231 007	591 675 220	865 906 227	838 928 642
ENVELOPPES	-5 104 470	2 901 427	-2 203 043	0
AUTRES COMPOSANTS (DP)	273 591 476	177 906 844	451 498 320	448 402 031
CABLE RESEAUX AERIENS	215 204 299	144 303 072	359 507 371	352 467 698
CARTOGRAPHIE			0	0
COFFRET TELECOM (ITI)	12 209 577	35 851 795	48 061 372	47 834 878
COMPTEURS	2 097 302 629	706 854 234	2 804 156 863	3 041 888 440
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	-101 975 882	142 203 706	40 227 824	127 665 084
IMMOS DISPATCHING		0	0	8 411 200
INTERRUPTEURS AERIENS	84 182 445	13 308 888	97 491 333	106 895 827
PIECES DE SECURITE		0	0	0
POSTE SOURCE	492 518 522	505 630 558	998 149 080	992 094 249
POTEAUX RESEAUX	820 402 798	1 207 558 419	2 027 961 217	2 022 096 000
RESEAU SOUTERRAIN	1 766 042 436	2 575 630 434	4 341 672 870	4 311 806 959
TELECOM (POSTE DP)	14 499 939	18 989 387	33 489 326	33 189 129
TERRAIN ET AMENAG TERRAIN		0	0	0
TRANSFO	231 112 248	353 330 374	584 442 622	487 517 830
TOTAL GENERAL	6 174 217 025	6 480 983 494	12 655 200 519	12 824 052 082

5.8 - Plan de Renouvellement

Les grandes composantes de ce programme résultent de deux années d'échanges avec le concédant.

Il est d'ores et déjà prévu avec le concédant qu'un prochain avenant organise le suivi de ce plan par la mise en place d'un fonds de travaux, les sommes non consommées lui revenant le cas échéant en fin de concession.

En l'attente, et pour en permettre la réalisation, ses principales composantes ont déjà été validées :

- Plan Punaruu 2025 : courrier n°322/MAE du 2 avril 2020 pour 807 MF
- Plan Punaruu 2025 : courrier n°379/MAE du 18 mai 2020 pour la partie filières
- Régulateur de production : courrier n°390/MAE du 22 mai 2020
- Implantation du site 3 de production : courrier n° 187 / MEF du 21 février 2021
- Rétrofit des groupes G1 à G4P : courrier n°214/MEF du 31 janvier 2023
- Principe d'un nouveau site de production (site 3) à la Papenoo : courrier n° 229 / MEF du 1er février 2023

Les éléments ci-après présentés sont issus d'un projet d'avenant en cours de finalisation.

Ce programme a été établi dans le cadre d'hypothèses fixées par l'Autorité concédante.

L'hypothèse la plus structurante est le nombre de kWh thermiques à produire chaque année.

Elle correspond au « scénario 1b » établi entre le Concessionnaire et l'Autorité concédante.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Enrgie totale GWh	545	545	545	545	558	558	566	566	571
Boucle Nord TEP GWh	0	10	10	10	10	10	10	10	10
Swac GWh	0	10	10	10	10	10	10	10	10
Thermique Punaruu GWh	345	344	343	308	265	265	272	271	276
<i>hdmarche Punaruu</i>	<i>32 774</i>	<i>32 674</i>	<i>32 623</i>	<i>29 246</i>	<i>25 203</i>	<i>25 149</i>	<i>25 836</i>	<i>25 780</i>	<i>26 218</i>
<i>hdmarche Pun avec Putu</i>	<i>32 774</i>	<i>28 674</i>	<i>28 623</i>	<i>25 246</i>	<i>21 203</i>	<i>21 149</i>	<i>21 836</i>	<i>21 780</i>	<i>22 218</i>
Thermique Site n° 3	0	0	0	0	55	55	55	55	55
Hydro Mnui actuel	165	165	165	165	165	165	165	165	165
Hydro 95,Putu et HX2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PV fatal	35	36	37	37	38	38	39	39	40
PV stocké avec batterie	0	0	0	35	35	35	35	35	35
<i>Taux EnR</i>	<i>37%</i>	<i>39%</i>	<i>39%</i>	<i>45%</i>	<i>44%</i>	<i>44%</i>	<i>44%</i>	<i>44%</i>	<i>44%</i>
Puissance [MW]	95	95	95	95	100	103	105	105	105

Cette hypothèse dépend d'une part de la demande clients et d'autre part du développement et de la performance des énergies renouvelables.

En réponse à cette hypothèse, le plan convenu consiste en :

- La mise en place d'un régulateur de production (ou « générateur virtuel ») ;
- « L'ajout de nouveaux moyens de production (3ème site) pour une puissance minimale de 20MW au gazole sur un terrain réservé sur la commune de Papenoo » ;
- « La modernisation de la centrale de la Punaruu, de sorte à prolonger sa durée de vie opérationnelle aux environ de 2040, dans le cadre des hypothèses du scénario 1B précité :
 - o Plan Punaruu 2025 ;
 - o Plan Punaruu 2030 ;
 - o Rétrofit des moteurs Pielstick (G1P à G4P). »
- Le démantèlement et le cas échéant la dépollution de la centrale de la Vairaatoa ainsi que le repositionnement de la TAC sur le site 3.

Situation prévisionnelle au 31 décembre 2020.

La valeur prévisionnelle des besoins est de 15.132.125.269 F.CFP pour la période 2020 à fin de concession

La ventilation de ce montant par élément d'actif n'est donnée qu'à titre indicatif.

items	montants	date de mise en service	précision des estimations
Régulateur de production "Putu Uira"	1 651 753 925	fin 2022	98%
Plan Punaruu 2025	1 775 000 000	2024	95%
Retrofit des groupes G1P à G4P	3 500 000 000	2024 à 2028	90%
Plan Punaruu 2030	1 675 000 000	2025 à 2030	90%
Composants turbos et cheminées	600 000 000	2021 à 2030	95%
Site 3 (20MW)	4 500 000 000	2026	80%
Aleas	1 180 371 344	n/a	n/a
transfert TAC	250 000 000	2026	50%
Total	15 132 125 269		

Situation au 31 décembre 2024

Un important programme de renouvellement thermique a été validé par la Polynésie Française, visant à préparer le futur du système énergétique de Tahiti d'ici à 2030. Ce programme ambitieux a pour objectif de soutenir le développement des énergies renouvelables tout en garantissant un haut niveau de résilience du système électrique. Parmi les initiatives clés, on retrouve le Plan Punaruu 2025, qui prévoit le renouvellement des filières Punaruu avec un avancement de 60 %, ainsi que le retrofit des groupes PC 4.

En outre, le programme inclut l'évolution des moyens de production sur divers sites, le démantèlement de Vairaatoa, et le Plan Punaruu 2030, qui poursuivra le renouvellement des filières Punaruu. Ces efforts combinés permettront de moderniser l'infrastructure énergétique de Tahiti, assurant ainsi une transition vers des sources d'énergie plus durables et résilientes.

6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

a) Convention de fourniture de Gasoil pour la centrale de Punaruu (lot 50.000 m3 estimés) (EDT – Pacifique Petroleum et Services)

Convention de fourniture de Gasoil pour la centrale de Punaruu (lot 20.000 m3 fermes et Vairaatoa) (EDT – TOTAL ENERGIES)

Permettent d'alimenter les deux centrales thermiques de Tahiti (Punaruu et Vairaatoa).

Durée : 1er janvier 2024 au 31 décembre 2026

Le contrat contient des clauses de garanties de stock, de livraison prioritaire, et d'adaptation aux demandes du client.

b) Convention de fourniture d'hydroélectricité (EDT – MARAMA NUI)

Le contrat de fourniture d'hydroélectricité, signé le 30 novembre 2000 avec la société EDT, s'est poursuivi en 2024. Les prix de l'hydroélectricité sont distincts par concession, avec une formule d'actualisation annuelle.

c) Accord de puissance garantie (EDT – MARAMA NUI)

Une convention de puissance garantie a été signée le 3 mai 1999 avec la société EDT. Cette convention a fait l'objet d'un avenant en 2005 portant sur les nouvelles conditions d'application de la puissance garantie hydroélectrique modulée (PGHM) dont la valeur de référence évolue entre 9 MW, 12 MW et 18 MW selon 3 périodes saisonnières.

En cas d'incapacité propre à MARAMA NUI à fournir la PGHM, des pénalités peuvent être appliquées par EDT dans le cas où :

- Ø EDT n'aurait pas pu, avec ses moyens thermiques disponibles, compenser le déficit de puissance hydroélectrique dans la limite des valeurs de référence de chaque période.

- Ø L'énergie hebdomadaire hydroélectrique déjà utilisée serait inférieure à la valeur de l'énergie minimale potentielle hebdomadaire de la période correspondante.

La pénalité est égale au volume estimé d'énergie non livrée, limitée au maximum à la valeur de l'énergie minimale hebdomadaire correspondante, exprimée en kWh, multiplié par le prix de cession en vigueur du kWh hydroélectrique par MARAMA NUI à EDT. Aucune pénalité n'a été appliquée en 2024.

d) Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque

Les prix de rachat de l'électricité photovoltaïque varient en fonction de la puissance installée, conformément à la réglementation.

La durée d'engagement de prix de rachat est de 25 ans.

La durée d'engagement d'EDT est cependant limitée à la date de fin de son contrat de concession, soit au 30 septembre 2030.

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

Ø Bilan technique : Raccordement solaire

e) Contrat de versement de la redevance de transport d'énergie (EDT - T.E.P.)

Depuis le 1er juin 2019, un contrat lie Electricité de Tahiti à la société T.E.P., relatif au versement de la redevance de transport, pour une période de 6 mois renouvelable par tacite reconduction.

Le montant de la redevance TEP sur l'île de Tahiti était établi à 2,75 F/kWh depuis septembre 2017. La réglementation a toutefois évolué et permet désormais à la TEP de voir réviser ce montant chaque année en début d'année, à compter de 2024. Le montant de la redevance a ainsi été porté à 3,03 F/kWh par arrêté n°11 CM du 3 janvier 2024.

Cette redevance est assise sur le nombre de kWh recouverts par EDT sur les usagers finals de la distribution. Toutefois, le Code de l'énergie prévoit qu'à compter du 1er janvier 2022, le gestionnaire du réseau de transport supporte les pertes d'énergie intervenues sur son réseau. Le système actuel de facturation et de reversement de la redevance TEP a été réformé sur 2025 pour mise en conformité avec le code de l'énergie.

Cf. paragraphe :

4. DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

Ø Bilan et comptes de résultat de la concession

Principe de la comptabilité appropriée

Les opérations effectuées avec les parties liées

f) Convention de transferts d'ouvrages en provenance de la TEP

La TEP et EDT sont convenus, par un contrat en date du 23 décembre 2016, de transférer certains ouvrages de transformation électrique depuis la concession de transport vers la concession de Tahiti Nord. Le montant des transferts s'élève à 390.945.466 F CFP, dont 324.851.277 F CFP ont été versés à la date de signature, et ont été répercutés dans le Revenu Autorisé d'EDT. Ce transfert d'équipement implique des surcoûts de maintenance et de renouvellement pour la concession de Tahiti Nord, lesquels sont également pris en compte dans les revenus de la concession de Tahiti Nord. Le montant restant à verser, doit faire l'objet d'un avenant à la concession de distribution électrique pour permettre sa répercussion sur l'utilisateur.

g) Principaux baux de la concession

Les principaux baux de la concession (hors maîtrise foncière des réseaux), concernent trois agences commerciales et un hangar :

- Agence Arue : Bail commercial avec la SCI GAYATRI à compter du 1er août 2019, pour une durée de 9 ans, renouvelables dans les conditions prévues au code de commerce. Loyer : 124.000 F/mois.
- Agence Vaima : deux baux commerciaux du 25/11/1982 et 31/07/1992, cédés le 16/10/1992 à EDT, tacitement reconduits pour une période indéfinie. Loyer : 295.931 F/mois.
- Agence Papara : loyer de 63.250 F/mois à la SCI TUNUI.
- Agence Faa'a Carrefour Plaza : loyer 195.300 F/mois à la SCI MANANUI
- Poste source Vairaatoa : loyer de 252.768 F/mois à la SCI VAIRAATOA
- Hangar Bodo, Z.I. Punaruu : le 10 juillet 2018, EDT a conclu avec M. Heimana BODO un bail commercial de 9 ans prenant effet le 1er août 2018, sur un hangar de 454 m², à des fins de stockage. Le loyer est de 315.000 F/mois.
- Hangar de stockage Papara : 185.000 F/mois à la SCI MATEORO

h) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

Conventions d'occupation d'emprises foncières par des postes de transformation, et conventions d'autorisation de passage par les conduites électriques.

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante.

i) Conventions d'occupation pour implantation de panneaux photovoltaïques, conclues entre EDT et ELECTRA

En 2024, EDT accueillait sur certains sites des installations photovoltaïques de sa filiale ELECTRA. Sur Tahiti Nord, cela représentait 2 conventions de location :

- Toiture hangar Puurai : durée du 14/12/2009 au 13/12/2027
- Toiture atelier Punaruu : durée du 21/12/2010 au 20/12/2028

Cf. paragraphe :

4. DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

Ø Bilan et comptes de résultat de la concession

Principe de la comptabilité appropriée

Les opérations effectuées avec les parties liées

j) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

Ø Aspects commerciaux

k) Contrat de supports communs avec l'OPT

EDT met à disposition de l'OPT ses supports aériens du réseau de distribution électrique, afin que cette dernière puisse y poser ses propres réseaux de télécommunication. Ce sont ainsi près de 20.000 poteaux qui sont mis à disposition à Tahiti Nord.

La convention en cours a été conclue en 2022 rétroactivement au 1er janvier 2021.